У К А З

ГЛАВЫ РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Республики Дагестан на период 2020-2024 годов

В целях обеспечения реализации постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» **п о с т а н о в л я ю:**

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Республики Дагестан на период 2020-2024 годов согласно приложению.

2. Контроль за исполнением настоящего Указа возложить на Министерство промышленности и энергетики Республики Дагестан.

3. Признать утратившим силу Указ Главы Республики Дагестан от 7 февраля 2018 г. № 25 «О схеме и Программе развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2017-2021 годы» (интернет-портал правовой информации Республики Дагестан (www.pravo.e-dag.ru), 2018, 12 марта, № 05004002901).

4. Настоящий Указ вступает в силу со дня его подписания.

АДМИНИСТРАЦИЯ ГЛАВЫ И ПРАВИТЕЛЬСТВА РЕСПУБЛИКИ ДАГЕСТАН
УПРАВЛЕНИЕ ДЕЛОПРОИЗВОДСТВА №1

Глава Республики Дагестан В. Васильев

г. Махачкала
30 декабря 2019 года
№ 132

ПРИЛОЖЕНИЕ
к Указу Главы
Республики Дагестан

от 30 декабря 2019 г. № 132

Схема и программа развития электроэнергетики Республики Дагестан на период 2020-2024 годов

Том 1. Общая характеристика и анализ состояния электроэнергетической отрасли Республики Дагестан

Оглавление

Введение **3**
1. Общая характеристика Республики Дагестан. **4**
2. Анализ состояния электроэнергетики Республики Дагестан за прошедший пятилетний период **18**
2.1. Характеристика энергосистемы Республики Дагестан, в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим электроснабжение потребителей на территории Республики Дагестан, а также блок-станциям промышленных предприятий. 18
2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Республике Дагестан за последние 5 лет 19
2.3. Структура электропотребления по основным группам потребителей Республики Дагестан за последние 5 лет 20
2.4. Перечень крупных потребителей электрической энергии с указанием максимальной нагрузки и динамики потребления ими электрической энергии за последние 5 лет. 23
2.5. Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы и крупных узлов нагрузки за последние 5 лет. 24
2.6. Структура установленной электрической мощности на территории Республики Дагестан, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим изменениям эксплуатационного состояния объектов по производству электроэнергии в 2018 году (базовый период). 25
2.7. Состав генерирующего оборудования электростанций (а также блок-станций) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт. 29
2.8. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности. 30
2.9. Анализ баланса электрической энергии и мощности в энергосистеме Республики Дагестан за последние 5 лет. 35
2.10. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона напряжением 110 кВ и выше, включая перечень существующих ЛЭП (с разделением на КЛ и ВЛ) и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, с указанием сводных данных по ним. 37
2.11. Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Дагестан. .57
2.12. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет (энергоемкость валового регионального продукта, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность труда в экономике) 61
3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Дагестан **62**
3.1. Энергорайон № 1. Центральный энергорайон Республики Дагестан. 62
3.2. Энергорайон № 2. Южный энергорайон Республики Дагестан 67

Введение

Основанием для разработки Схемы и Программы развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2020-2024 годы являются:

Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

поручение Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 года (перечень поручений от 29 марта 2010 г. № Пр-839, пункт 5) об учете в рамках схем и программ перспективного развития электроэнергетики максимального использования потенциала когенерации и модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований;

технические задания на разработку Схемы и Программы развития электроэнергетики Республики Дагестан на период 2020-2024 годов, утвержденные 28 ноября 2018 года Министерством промышленности и энергетики Республики Дагестан;

методические рекомендации Министерства энергетики Российской Федерации по разработке схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

Схема и Программа развития электроэнергетики Республики Дагестан на период 2020-2024 годов включает в себя обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей Дагестанской энергосистемы для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей и эффективного функционирования электрических сетей на период до 2024 года с учетом динамики спроса на электрическую мощность, перспектив строительства электрогенерирующих мощностей энергосистемы, а также обоснование направлений развития генерирующих источников, в том числе источников когенерации.

Схема и Программа развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2020-2024 годы сохраняют преемственность и взаимосвязь со следующими документами стратегического планирования:

приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2019 г. № 174 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы»;

документами территориального планирования Республики Дагестан, органов местного самоуправления городских округов и муниципальных районов;

прогнозом потребления электроэнергии и мощности по данным АО «Системный оператор Единой энергетической системы»;

комплексной программой развития электрических сетей АО «Дагестанская сетевая компания».

Схема и Программа развития электроэнергетики Республики Дагестан на период 2020-2024 годов разработана в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъ-

екта Российской Федерации на 5-летний период, принятыми по итогам совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба) от 9 ноября 2010 г. № АШ-369 пр., и проектом типового макета схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период, подготовленным Министерством энергетики Российской Федерации.

1. Общая характеристика Республики Дагестан

Республика Дагестан расположена в восточной части Северного Кавказа. На севере граничит с Республикой Калмыкия, на западе – со Ставропольским краем, Чеченской Республикой, Грузией, на юге – с Азербайджаном. На востоке омывается Каспийским морем. Протяженность береговой линии Каспийского моря по территории Республики Дагестан составляет 530 км. Республика имеет прямой выход к международным морским путям: она граничит по морю с Азербайджаном, Казахстаном, Туркменистаном и Ираном.

Общая протяженность территории с севера на юг составляет около 400 км, с запада на восток – 200 км.

Площадь территории Республики Дагестан составляет 50,3 тыс. кв. км (0,1% площади территории РФ).

По характеру рельефа Республика Дагестан делится на четыре части:

низменный (юго-западная часть Прикаспийской низменности, значительная часть – ниже уровня океана);

предгорный (из отдельных хребтов северо-западного и юго-восточного простирания, разделенных широкими долинами и котловинами);

внутренний горный Дагестан (сочетающий широкие плато с горными хребтами высотой до 2500 м, прорезанными глубокими ущельями);

высокогорный Дагестан (включает две основные цепи гор – Главный, или Водораздельный хребет Большого Кавказа, северный склон которого принадлежит Дагестану, и его Боковой хребет). Высшая точка Дагестана на границе с Азербайджаном – гора Базардюзю (4 460 м).

В целом более половины территории республики занимают горы (25,5 тыс. кв.км); средняя высота всей территории Республики Дагестан равна 960 м. Это существенно осложняет и удорожает строительство объектов сетевой энергетической инфраструктуры, но одновременно создает предпосылки к использованию гидроэнергетического потенциала республики.

Речная сеть отличается значительной густотой, однако она густая в горах, а к северу от Терека рек совсем нет. Из 6 255 рек Дагестана 100 главных, имеющих длину более 25 км и площадь водосбора более 100 км, 185 малых и более 5 900 мельчайших. Наиболее крупными из них являются Терек, Сулак с Аварским Койсу, Андийским Койсу, Казикумухским Койсу и Кара-Койсу, Самур, Рубас с притоками.

Реки используются для гидростроительства, мелиорации, водоснабжения, частично для сплава леса. На реку Сулак приходится половина всех гидроэнергоресурсов Дагестана, здесь расположен целый ряд ГЭС, в том числе крупнейшая электростанция республики – Чиркейская.

Климат горных и равнинных территорий резко отличается. В горной области он более континентальный, с очень большими контрастами на равнине и в горах. В горах средняя температура января от -5^0С до -11^0С. На низменности средняя температура января от $+1,4^0$С до -3^0С. Средняя температура июля – до $+24^0$С. Безморозный период на низменности продолжается от 160-180 дней на севере и 235-250 дней на юге. На равнинах не бывает постоянного снежного покрова.

Основные климатические характеристики для теплоснабжения следующие:

температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 (расчетная для отопления) – минус 9^0С ÷ минус 19°С;

средняя температура воздуха периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 8^0С – минус 0,8 ÷ минус $3,7^0$С;

продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 8^0С – 138 ÷ 162 суток.

Дагестан располагает условиями, позволяющими создать здесь курортно-рекреационную зону всероссийского значения. Это, прежде всего, еще слабо освоенный потенциал Каспийского моря. На побережье Каспийского моря находятся четыре курортные зоны: Махачкалинское, Манасское, Каякентское и Самурское взморья. Среди курортологических ресурсов значительное место занимают минеральные источники, а также целебные грязи.

Особенности климата, истории и экономико-географическое положение определяют основные характеристики экономики республики, развития ее социальной системы и системы расселения.

По данным Росстата, численность населения Дагестана составляла на 1 января 2018 года – 3 063,9 тыс. человек.

Это один из субъектов Российской Федерации, который имеет положительный естественный прирост населения и положительную динамику численности населения (рисунок 1.1). Кроме того, республика относится к достаточно редким для России территориям с превышением естественного прироста над миграционным оттоком. При этом Дагестан демонстрирует самые высокие темпы прироста населения среди регионов России.

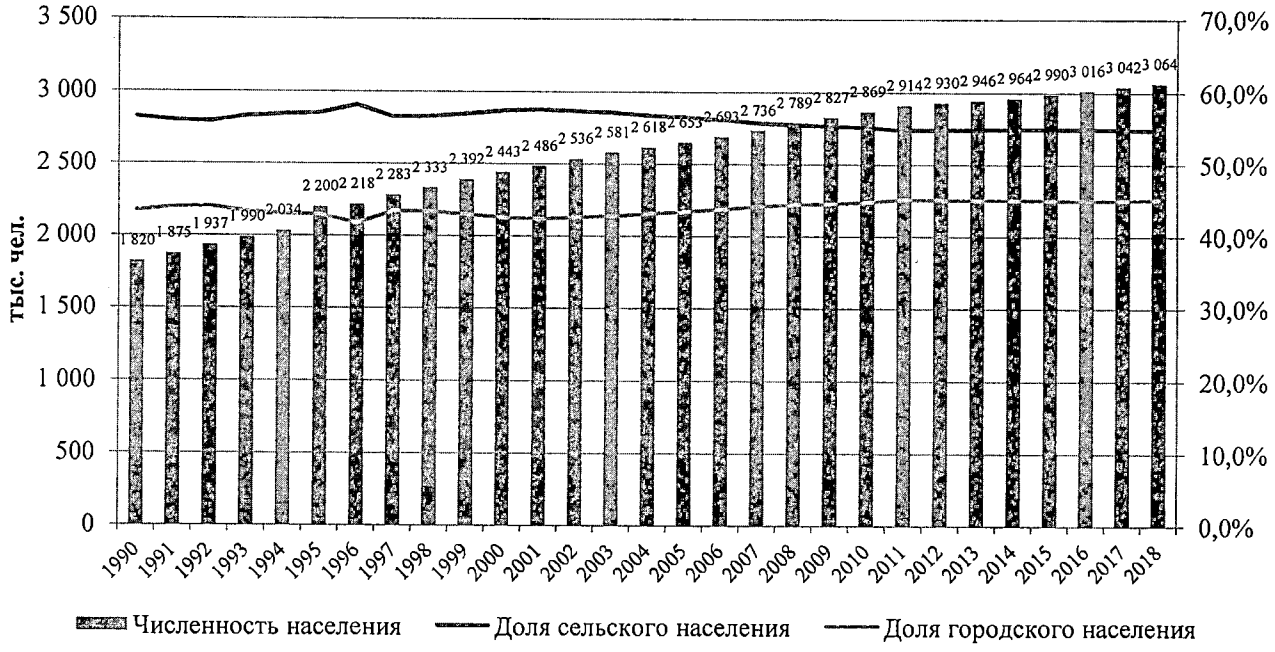


Рисунок 1.1. Динамика численности населения Дагестана в период 1990-2018 годов
Источник данных: Дагестанстат

За период с 2002 по 2016 год численность населения республики увеличилась почти на 528 тыс. чел., или на 19%, в том числе в период с 2014 по 2018 год – на 100 тыс. чел., или на 3,4%.

Плотность населения республики составила на начало 2019 года 61,38 чел./кв. м, что несколько превышает плотность населения в СКФО (56 чел./кв. м), не говоря уже о территории РФ в целом (8,6 чел./кв. м). Высокую плотность населения до сих пор имеют горные территории Дагестана – ориентировочно 35 чел./ кв. м.

Более половины населения республики проживает в сельских поселениях (55% в 2018 г.), хотя эта доля имеет тенденцию к незначительному снижению (рисунок 1.1). Так, за десятилетний период между 2002 и 2018 годами эта доля упала с 57,4% до 54,8%.

Крупнейший город Дагестана – г. Махачкала с числом жителей 601,3 тыс. человек (по оценке на 1 января 2019 г.)[1]. Другие города республики с численностью населения более 10 тысяч человек (по данным Росстата): Хасавюрт – 142,8 тыс. чел., Дербент – 124,7, Каспийск – 119,2, Буйнакск – 65,5, Избербаш – 59,5, Кизляр – 49,3, Кизилюрт – 37,6, Дагестанские Огни – 29,6, Южно-Сухокумск – 10,6 тыс. чел.

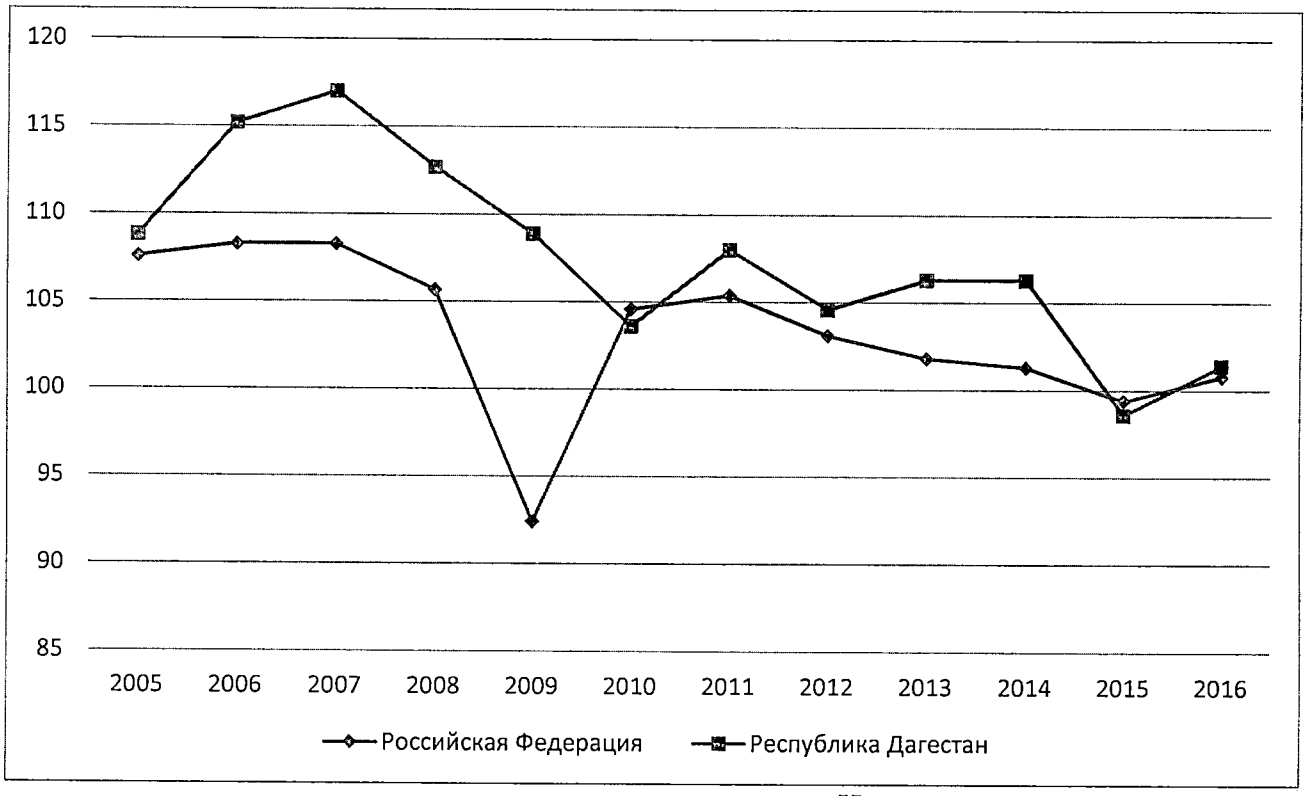
Однако необходимо отметить, что целый ряд поселков, относящихся по статистике к городским поселениям (поселки городского типа – пгт), также имеют численность населения, превышающую 10 тыс. чел.

При примерно 2,1%-ной доле в населении страны на Дагестан пришлось в 2017 г. менее 1% ВРП России (как суммы регионов) и примерно 33% ВРП СКФО[2], 0,1% объема продукции промышленности, 2% продукции сельского

[1] Численность населения городского округа Махачкала – 699,5 тыс. чел.
[2] Данные по ВРП - за 2017 г., в связи с отсутствием официальных данных на сайте Дагестанстата

хозяйства, 2,2% оборота розничной торговли, 1,6% инвестиций в основной капитал.

Период 2014-2016 годов характеризуется среднегодовым приростом ВРП республики в 9,7. По предварительной оценке, в 2016 году республика, несмотря на негативные тенденции в экономике страны, демонстрирует по-прежнему достаточно высокий прирост ВРП в 4,7% по отношению к предшествующему году, в то время как ВРП страны находится в отрицательной области (рисунок 1.2).



Источник данных: Дагестанстат

Рисунок 1.2. Индекс физического объема ВРП (в процентах к предыдущему году) и его тренды в РФ и Республике Дагестан в период 2005-2016 гг.

Из рисунка 1.2 следует, что республика в последние годы снизила темпы роста ВРП, однако трендовая траектория этого снижения не настолько негативна, как в стране в целом.

Величина душевого ВРП в 2016 году составила в текущих основных ценах 197 тыс. руб. по сравнению с 184 тыс. руб. в среднем по СКФО и 472 тыс. руб. в РФ.

В структуре валового регионального продукта основными видами экономической деятельности являлись: «Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство» – 16,8%, «Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования» – 27,3%; «Строительство» – 16,6%, «Государственное управление и обеспечение военной безопасности, обязательное социальное обеспечение – 6,2%, «Транспорт и связь» – 6,9% Вместе они формируют почти половину ВРП. (рисунок 1.3).



Источник данных: Росстат

Рисунок 1.3 – Структура ВРП Республики Дагестан в 2016 г.

На сферу услуг в целом[3] в структуре ВРП республики пришлось 52%, что существенно выше среднего уровня в стране – 47,0%. В целом доля сферы услуг в валовой добавленной стоимости за последнее десятилетие имеет тенденцию к увеличению.

Согласно данным Росстата, объем отгруженных товаров собственного производства, выполенных работ и услуг собственными силами по видам экономической деятельности РФ на 2016 г., представлена в таблице 1.1

Таблица 1.1. Объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами по видам экономической деятельности РФ (млн руб).

Разновидность товаров, выполненных работ и услуг	**Сумма (млн рублей)**
Добыча полезных ископаемых	**11730498**
в том числе:	
добыча топливно-энергетических полезных ископаемых	10169555

[3] Традиционно включает в себя следующие ВЭД: «Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования», «Гостиницы и рестораны», «Финансовая деятельность», «Операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг», «Государственное управление и обеспечение военной безопасности; обязательное социальное обеспечение», «Образование», «Здравоохранение и предоставление социальных услуг», «Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг».

Разновидность товаров, выполненных работ и услуг	**Сумма (млн рублей)**
добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических	1560943
Обрабатывающие производства	**36119929**
в том числе:	
производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака	6480097
текстильное и швейное производство	350465
производство кожи, изделий из кожи и производство обуви	69546
обработка древесины и производство изделий из дерева	524030
целлюлозно-бумажное производство; издательская и полиграфическая деятельность	1150239
производство кокса и нефтепродуктов	6841877
химическое производство	2770635
производство резиновых и пластмассовых изделий	898935
производство прочих неметаллических минеральных продуктов	1294727
металлургическое производство и производство готовых металлических изделий	5630579
производство машин и оборудования	1626313
производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	2323341
производство транспортных средств и оборудования	3460671
прочие виды обрабатывающих производств	2698474
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	**5332278**

В таблицах 1.2 и 1.3 представлена информация об исполнении мероприятий, предусмотренных согласно Указу Главы Республики Дагестан от 7 февраля 2018 г. № 25 «О схеме и Программе развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2017-2021 годы».

Таблица 1.2. Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу

№ п/п	Наименование объекта	Параметры объекта	Обоснование	Ответственная организация	Выполнено/ не выполнено
1.	Сооружение ВЛ 330 кВ Артем – Дербент	строительство ВЛ 330 кВ с проводом 2хАС-300 длиной 175 км, установка двух ячеек элегазовых выключателей на ПС 330 кВ Артем и установка двух ячеек элегазовых выключателей на ПС 330 кВ Дербент	дефицит восточной части Дагестана в послеаварийных режимах с отключением ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала или ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент в зимний максимум 2017 г. (см. раздел 14.1 тома ГК 13-11/16 этап 2)	ПАО «ФСК ЕЭС»	не выполнено
2.	Ввод АТ-2 330 кВ на ПС 330 кВ Артем	установка АТ-2 мощностью 125 МВА, установка элегазового выключателя в ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Артем	перегрузка АТ-1 330 кВ на ПС 330 кВ Артем в послеаварийных режимах при отключении АТ-2 330 кВ ПС Чирюрт и ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала в зимний максимум 2017 г. (см. раздел 14.2 тома ГК 13-11/16 этап 2)	ПАО «ФСК ЕЭС»	не выполнено
3.	Строительство ПС 110 кВ Дагцемком с питающими ЛЭП 110 кВ	строительство ПС 110/10 кВ с трансформаторами 2х40 МВА и двумя элегазовыми выключателями 110 кВ, установка трех элегазовых выключателей в РУ 110 кВ ПС Махачкала, сооружение двухцепной ЛЭП 110 кВ протяженностью 17 км с проводом АС-95, установка БСК в РУ 110 кВ ПС 330 кВ Махачкала	наличие договора об осуществлении ТП №315/ТП-М5 от 25.07.2013 г. и ТУ от 15.01.2014 г. Срок ввода потребителя в базовом варианте изменен исходя из роста уровня потребления мощности, заданного в СиПР ЕЭС на 2016-2022 гг. (см. раздел 11.1 тома ГК 13-11/16 этап 2). БСК 110 кВ в РУ 110 кВ ПС 330 кВ Махачкала необходима по расчетам уровней напряжения в послеаварийных режимах в летний максимум (см. раздел 12.1.6 тома ГК 13-11/16 этап 2).	ООО «Дагестанский цементный комбинат»	не выполнено

Таблица 1.3. Перечень мероприятий по реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование объекта	Параметры объекта	Обоснование	Ответственная организация	Выполнено/ не выполнено
1	2	3	4	5	6
1.	Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала	замена шести выключателей 330 кВ и восьми выключателей 110 кВ на элегазовые	физический износ оборудования	ПАО «ФСК ЕЭС»	не выполнено
2.	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент	замена девяти выключателей 110 кВ на элегазовые	физический износ оборудования	ПАО «ФСК ЕЭС»	не выполнено
3.	Реконструкция ПС 330 кВ Чирюрт	замена трех выключателей 330 кВ и семи выключателей 110 кВ на элегазовые	физический износ оборудования	ПАО «ФСК ЕЭС»	не выполнено
4.	Замена провода ошиновки ВЛ 110 кВ Артем – Компас в РУ 110 кВ ПС 330 кВ Артем	замена провода ошиновки одного присоединения на провод АС-185	замена провода ошиновки требуется в соответствии с расчетами тока по ВЛ 110 кВ Артем-Компас (См. раздел 12.1.10 тома ГК 13-11/16 этап 2)	ПАО «ФСК ЕЭС»	выполнено
5.	Замена оборудования на ПС 110 кВ Белиджи	в данной работе учтена замена только ВМТ–110 1972 год ввода на элегазовые – 9 шт., замена выключателя 35 кВ и 10 кВ не учитывается	оборудование отработало нормативный срок службы, прошло техническое освидетельствование	ПАО «ФСК ЕЭС»	не выполнено
6.	Замена провода ВЛ 110 кВ Артем – Компас	замена провода АС-150 на провод АС-185	замена провода ошиновки требуется в соответствии с расчетами тока по ВЛ 110 кВ Артем-Компас (см. раздел 12.1.10 тома ГК 13-11/16 этап 2)	ПАО «ФСК ЕЭС»	выполнено
7.	Замена АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Дербент	замена АТ-1 и АТ-2 мощностью по 125 МВА на два АТ по 200 МВА	замена АТ-1 и АТ-2 требуется в 2017 г. в связи с перегрузкой АТ-1(2), когда второй АТ-2(1) отключен в зимний максимум 2017 г. Однако в «базовом» варианте настоящий пункт включен в соответствии с Программой замены АТ 110-500 кВ ПАО «ФСК ЕЭС»	ПАО «ФСК ЕЭС»	не выполнено
8.	Замена провода 9 и 10 секции шин 330 кВ и	замена провода 2-х секций шин 330 кВ и ошиновок присоединений	замена провода шин и ошиновок требуется в соответствии с	инвестор	не выполнено

1	2	3	4	5	6
	ошиновок ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №1 и №2 на ПС 330/110/10 кВ Чирюрт–330 кВ	2-х ВЛ 330 кВ	расчетами тока по ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС- Чирюрт №1(2) в режиме *N*-1, когда вторая ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС-Чирюрт №2(1) отключена (см. раздел 12.1.6 тома ГК 13-11/16 этап 2)		
9.	Подвеска грозотроса на ВЛ 330 кВ Буденновск-Чирюрт	подвеска грозотроса на участке ВЛ 330 кВ длиной 275,6 км	на текущий момент межсистемная линия не защищена от перенапряжения, так как отсутствует грозотрос	ПАО «ФСК ЕЭС»	не выполнено
10.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ялама - Белиджи	замена 8 опор	ухудшенное состояние ВЛ, так как по результатам техосвидетельствования 8 опор подлежат замене	ПАО «ФСК ЕЭС»	не выполнено
11.	Замена 2-х КБ на ПС 110 кВ Кизляр-2	замена двух конденсаторных батарей установленной мощностью 4,96 Мвар и 5,04 Мвар на новые по 15 Мвар	требуется замена по результатам расчетов послеаварийных режимов (см. раздел 12.1.2 и 12.2.2 тома ГК 13-11/16 этап 2), а также в связи с изношенным техническим состоянием	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
12.	Замена 2-х КБ на ПС 110 кВ Кочубей	замена двух конденсаторных батарей установленной мощностью 4,8 Мвар и 5,3 Мвар на новые по 6 Мвар	изношенное техническое состояние, требуется замена	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
13.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Дербент-Северная	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	превышение допустимой длительной перегрузки по току любой обмотки трансформатора на 5 % номинального тока в нормальном режиме для однотрансформаторных ПС и в послеаварийном режиме для двухтрансформаторных ПС, когда второй трансформатор отключен в зимний максимум (см. раздел 13 тома ГК 13-11/16 этап 2)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
14.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Араблинка	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х2,5 МВА на 2х4 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
15.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Дербент-Западная	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
16.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Магарамкент	замена Т-1 и Т-2 мощностью 5,6 и 6,3 МВА на 2х16 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
17.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Касумкент	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
18.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ахты	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х25 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено

1	2	3	4	5	6
19.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Тагиркент	замена Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
20.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Огни	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 5,6 МВА на 2х16 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
21.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Мамедкала	замена Т-1 и Т-2 мощностью 6,3 и 16 МВА на 2х25 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
22.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Советская	замена Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 4 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
23.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кайтаг	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
24.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Кизляр-1	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
25.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Кизляр-2	замена Т-1 и Т-2 мощностью 16 и 10 МВА на 2х25 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
26.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Александрия	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
27.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Т-Мектеб	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х16 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
28.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ботлих	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 16 МВА на 2х40 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
29.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Леваши	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х25 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
30.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Цудахар	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х25 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
31.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Хунзах	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
32.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Тлох	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
33.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Карадах	замена Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
34.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Акуша	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 16 МВА на 2х25 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
35.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на		ПАО «МРСК Северного Кав-	не выполнено

1	2	3	4	5	6
	Шамильская	2х16 МВА		каза»	
36.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Анцух	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х25 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
37.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ГПП Ирганай	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х40 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
38.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ярыксу	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х63 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
39.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Акташ	замена Т-1 и Т-2 мощностью 16 и 25 МВА на 2х40 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
40.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Бабаюрт	замена Т-1 и Т-2 мощностью 16 и 10 МВА на 2х25 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
41.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Дылым	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
42.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ГПП	замена Т-1 и Т-2 мощностью 31,5 и 40 МВА на 2х63 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
43.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Компас	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
44.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ЦПП	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
45.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Новая	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х40 МВА на 2х63 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
46.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Махачкала-110	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х63 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
47.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Буйнакск-1	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х63 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
48.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Рассвет	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 16 МВА на 2х25 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
49.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Очистные сооружения	замена Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
50.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Изберг Северная	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
51.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Юго-Восточная	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
52.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Сергокала	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено

1	2	3	4	5	6
53.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Приморская	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х40 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
54.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Точная механика (ЗТМ)	замена Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
55.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ ЗФС	замена Т-2 мощностью 31,5 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
56.	ЗаменаТ-2 на ПС 110 кВ Каякент	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
57.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Шамхал	замена Т-1 и Т-2 мощностью 25 и 16 МВА на 2х63 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
58.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Новый Ирганай	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х16 МВА		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
59.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 330 кВ Дербент	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА		ПАО «ФСК ЕЭС»	не выполнено
60.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Белиджи	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА		ПАО «ФСК ЕЭС»	не выполнено
61.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Миарсо	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х40 МВА		ОАО «Оборонэнерго»	не выполнено
62.	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох. Установка двух БСК 10 кВ	конденсаторная батарея 10 кВ 20 Мвар	требуется замена по результатам расчетов послеаварийных режимов (см. раздел 12.1.4 и 12.2.4 тома ГК 13-11/16 этап 2)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
63.	Замена провода СШ 110 кВ на ПС 110 кВ Компас	провод сечением АС-185	замена ошиновки присоединения ВЛ 110 кВ Артем-Компас и шин РУ 110 кВ ПС Компас требуется в соответствии с расчетами тока по ВЛ 110 кВ Артем – Компас (см. раздел 12.1.10 тома ГК 13-11/16 этап 2)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	выполнено
64.	Замена провода ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I и II цепь с отпайками	замена провода АС-120 ВЛ 110 кВ длиной 26,8 км на АС-185, замена провода ошиновки двух присоединений на провод АС-185 и двух ТТ 110 кВ на ПС Белиджи, замена провода шин 110 кВ ПС Белиджи	замена провода Дербент – Белиджи I и II цепь с отпайками, ошиновок присоединения Дербент – Белиджи I и II цепь с отпайками, ТТ и шин РУ 110 кВ ПС Белиджи требуется по расчетам токовой	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено

1	2	3	4	5	6
			загрузки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I и II цепь с отпайками (см. раздел 12.1.9 тома ГК 13-11/16 этап 2)		
65.	Вынос участка ВЛ 110 кВ Буйнакск-2 – Чиркей ГПП с отпайкой на ПС Новый Чиркей (ВЛ-110-117) в пролетах опор № 61-64	строительство участка ВЛ 110 кВ длиной 0,8 км между опорами № 61-64 на новой территории, демонтаж существующего участка между опорами № 61-64	вынос ВЛ с оползневого участка	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
66.	Замена провода ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт Тяговая	замена провода АС-150 ВЛ 110 кВ длиной 12,8 км без увеличения сечения	физический износ	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
67.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ	замена провода АС-150 ВЛ 110 кВ длиной 23,1 км и частично опор без увеличения сечения	физический износ	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
68.	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1	замена провода АС-95, АС-120 на участке 14 км и частично опор без увеличения сечения	физический износ	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
69.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кизилюртовская – Ярыксу	замена провода АС-185 ВЛ 110 кВ длиной 21,1 км и частично опор без увеличения сечения	физический износ	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
70.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Изберг-Северная с отпайками	замена железобетонных портальных опор, замена ржавого троса ВЛ 110 кВ длиной 78,7 км	физический износ	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
71.	Вынос участка ВЛ 110 кВ Магарамкент – Усухчай с отпайкой на ПС Заречная (ВЛ-110-121) в пролетах опор № 148-161	строительство участка ВЛ 110 кВ длиной 4,8 км между опорами № 148-161 на новой территории, демонтаж существующего участка между опорами № 148-161	нет доступа к участку ВЛ 110 кВ, проходящему по территории Азербайджана, для поведения ремонтных работ	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
72.	Замена провода ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1 от опоры №47 до портала	замена провода ВЛ 110 кВ длиной 0,15 км от опоры №47 до портала на АС-185 без увеличения сечения	физический износ	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено
73.	Замена поврежденного провода участка ВЛ 110 кВ Кочубей – Артезиан-2 в пролетах опор 149-179	замена провода ВЛ 110 кВ длиной 5 км пролетах опор 149-179 на АС-120 без увеличения сечения	физический износ, повреждение провода	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено

1	2	3	4	5	6
74.	Замена поврежденного провода участка ВЛ 110 кВ Хунзах-Шамильская в пролетах опор 98-99	замена провода ВЛ 110 кВ длиной 0,2 км пролетах опор 98-99 на АС-120 без увеличения сечения	физический износ, повреждение провода	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	не выполнено

2. Анализ состояния электроэнергетики Республики Дагестан за прошедший пятилетний период

2.1. Характеристика энергосистемы Республики Дагестан, в том числе информация по генерирующим, электросетевым и сбытовым компаниям, осуществляющим электроснабжение потребителей на территории Республики Дагестан, а также блок-станциям промышленных предприятий

Энергосистема Республики Дагестан в период 2014-2018 годов являлась дефицитной как по мощности, так и по электроэнергии.

Энергосистема Республики Дагестан охватывает территорию Республики Дагестан, которая входит в операционную зону филиала АО «СО ЕЭС» – «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Дагестан» (далее – филиал АО «СО ЕЭС» – Дагестанское РДУ).

Около 70% потребности республики в электроэнергии обеспечивается гидроэлектростанциями Дагестанского филиала ПАО «РусГидро», прочими малыми ГЭС и тепловыми электростанциями ООО «Дагестанэнерго». Остальная электроэнергия поступает с оптового рынка электроэнергии из-за пределов республики.

Установленная мощность электростанций Республики Дагестан на 1 марта 2019 года составила 1 904,13 МВт, в том числе 18 МВт – установленная мощность ТЭС общего пользования, 1 886,13 МВт – установленная мощность ГЭС.

В диспетчерском отношении Дагестанская энергосистема относится к сферам ответственности филиалов АО «СО ЕЭС» – Дагестанское РДУ и ОДУ Юга.

К генерирующим компаниям, осуществляющим деятельность на территории Республики Дагестан, относятся:

ПАО «РусГидро» – «Дагестанский филиал»;

ООО «Дагестанэнерго».

Эксплуатацию имеющихся в энергосистеме магистральных электрических сетей напряжением 110-330 кВ осуществляет филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Каспийское предприятие магистральных электрических сетей. В эксплуатации Каспийского ПМЭС находятся 702,4 км линий электропередачи напряжением 110-330 кВ, пять подстанций напряжением 110-330 кВ общей трансформаторной мощностью 1 255,3 МВА.

Крупнейшей компанией, осуществляющей на территории республики эксплуатацию распределительных сетей, является АО «Дагестанская сетевая компания», в состав которого входят 5 участков электрических сетей (ПУ Центральных электрических сетей, ПУ Дербентских электрических сетей, ПУ Северных электрических сетей, ПУ Гергебильских электрических сетей, ПУ Затеречных электрических сетей), 37 районных электрических сетей (РЭС) и 6 РЭС – городские электрические сети городов Буйнакска, Дербента, Хасавюрта, Избербаша, Кизляра, Кизилюрта и Махачкалы. Протяженность сетей

110 кВ АО «Дагестанская сетевая компания» составляет 2 514,48 км. К сбытовым компаниям, осуществляющим свою деятельность на территории Республики Дагестан, относятся:

ПАО «Дагестанская энергосбытовая компания»;
ООО «Транснефтьэнерго»;
ООО «Русэнергосбыт»;
ООО «Каспэнергосбыт».

2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Республике Дагестан за последние 5 лет

По данным АО «СО ЕЭС», в 2018 году централизованное потребление электроэнергии на территории республики составило 6 487,713 млн кВт.ч, уменьшилось по сравнению с 2017 годом почти на 16,27 млн кВт.ч, или 0,24% (таблица 2.1). Энергосистема Дагестана по объемам потребления электроэнергии занимает второе место среди регионов СКФО и пятое место в ОЭС Юга после Кубанской, Ростовской, Волгоградской и Ставропольской энергосистем.

Таблица 2.1. Динамика централизованного потребления электроэнергии на территории Республики Дагестан в 2014-2018 годах

	2014	2015	2016	2017	2018
Электропотребление, млн кВт.ч	5860,26	6175,8	6402,71	6503,97	6487,7
Изменение к предыдущему году	7,06%	5,38%	3,67%	1,58%	-0,24%

Источник данных: АО «СО ЕЭС»

В абсолютном измерении прирост потребления в электроэнергии за последние пять лет составил 627,44 млн кВт.ч, или 10,7%. Как следует из таблицы 2.1, в рассматриваемый период динамика электропотребления в энергосистеме демонстрирует высокие ежегодные темпы прироста. Более того, тенденция увеличения потребления электроэнергии сохраняется на территории республики на протяжении последних двух десятилетий, начиная с 1996 года (рисунок 2.1). Снижение потребления электроэнергии продемонстрировал только 2012 год (-0,9%).

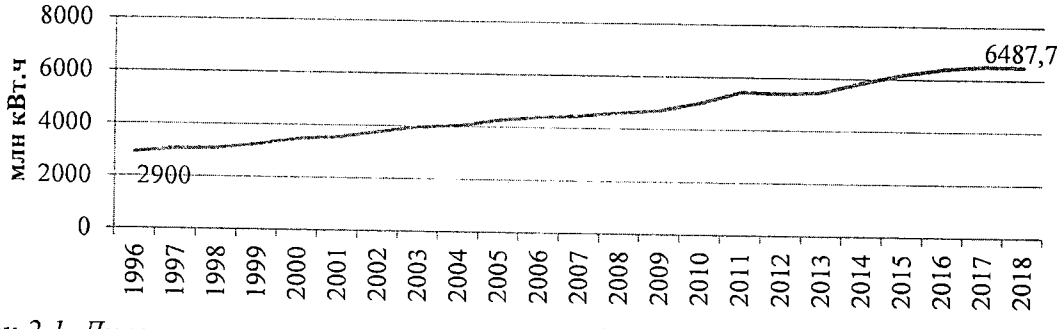


Рисунок 2.1. Динамика централизованного потребления электроэнергии на территории Республики Дагестан за последние 20 лет

Такой рост потребления электроэнергии является отражением особенностей структуры потребления электроэнергии в Республике Дагестан.

2.3. Структура электропотребления по основным группам потребителей Республики Дагестан за последние 5 лет

Данные, которые представило ПАО «Дагестанская энергосбытовая компания» по объемам и структуре потребления электрической энергии по Республике Дагестан за период 2014-2018 гг. в части потребителей, размещены в таблице 2.2

Таблица 2.2. Динамика структуры потребления электроэнергии в Республике Дагестан в 2014-2018 гг.

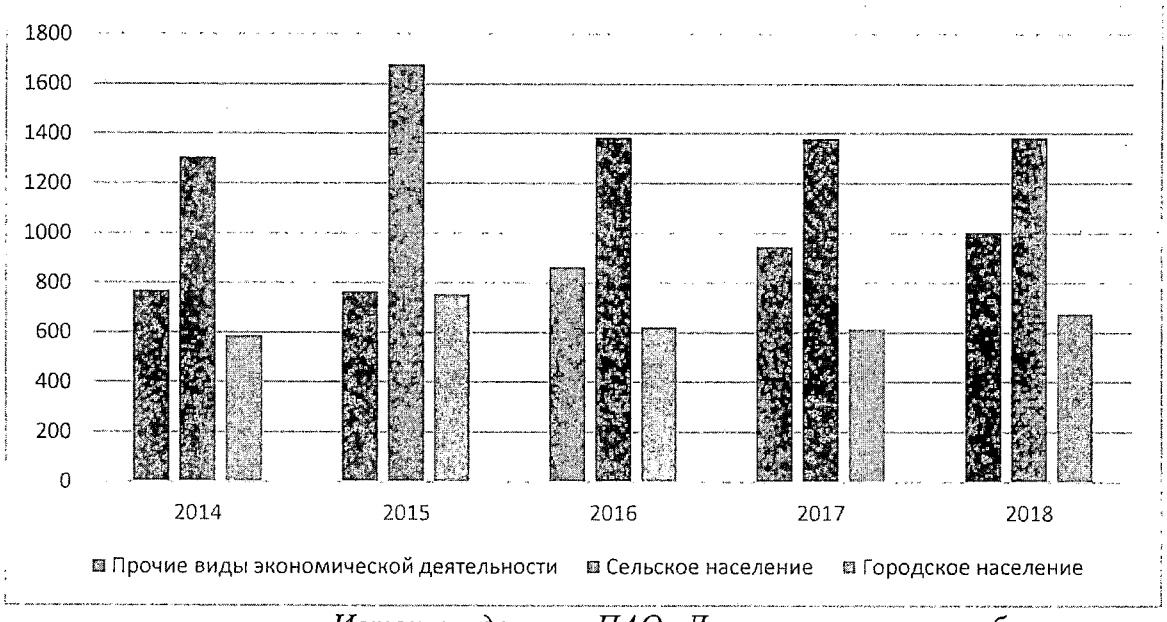
Наименование показателя (коды ОКВЭД)	2014		2015		2016		2017		2018	
	млн кВт.ч	% к полному потреблению	млн кВт.ч	% к полному потреблению	млн кВт.ч	% к полному потреблению	млн кВт.ч	% к полному потреблению	млн кВт.ч	% к полному потреблению
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сельское хозяйство	21	0,61	61	1,52	29,1	0,91	30	0,88	31	0,88
Промышленность, в том числе:	466	13,54	436	10,86	97,1	3,02	256,74	7,53	289,71	8,21
обрабатывающие производства (15-37) в т.ч.	224	6,51	263	6,55	19,68	0,61	159,95	4,69	164,71	4,67
производство, пере-дача и распределение электроэнергии, газа, пара и горячей воды (40)	242	7,03	173	4,31	77,42	2,41	96,79	2,84	125,01	3,54
Строительство (45)	21	0,61	30	0,75	58,01	1,81	50,22	1,5	45,11	1,28
Транспорт и связь (60-64), в том числе	273	7,93	290	7,22	160,86	5	129,35	3,8	101,66	2,88
Прочие виды экономической деятельности (50-55, 65-99)	769	22,34	765	19,05	865,12	26,89	947,05	27,8	1000,4	28,35
Население городское	586,83	17,01	754,23	18,8	621,94	19,33	615,92	18,06	676,77	19,18
Население сельское	1306,17	37,94	1678,77	41,81	1385,3	43,05	1381,47	40,5	1384,4	39,23

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Потребление электро-энергии – всего	3 443,0		4 015,0		3 217,43		3 410,75		3 529,05	

Источник данных: ПАО «Дагестанская энергосбытовая компания»

Из указанных в таблице данных можно увидеть, что наибольшую долю в структуре электропотребления – примерно половину общего объема в разные годы – занимает непроизводственная сфера в составе бытового сектора городского и сельского населения и прочих видов экономической деятельности.

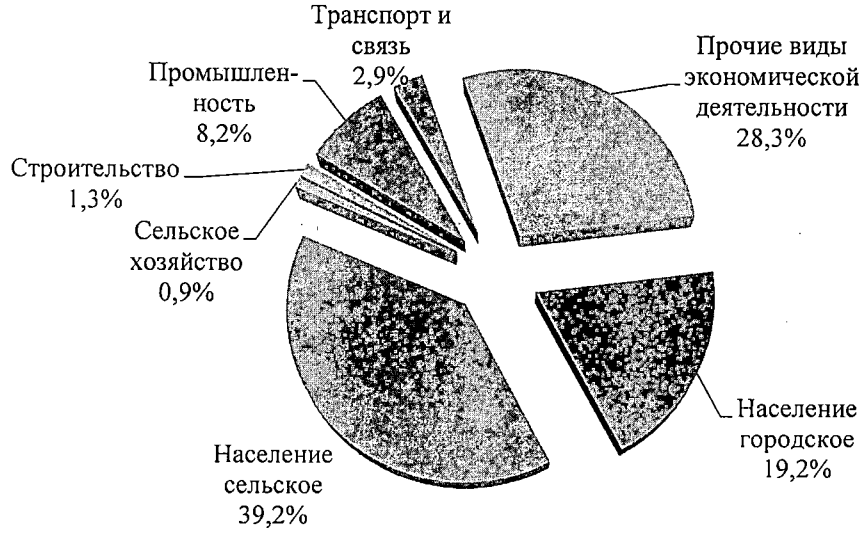
Абсолютные расходы электроэнергии в указанных выше секторах непроизводственной сферы демонстрируют общий тренд к росту за счет увеличения площади жилых и общественных зданий, а также углубления электрификации отдельных энергетических процессов. (рисунок 2.2) Из указанного объема потребления на 2018 г. 67,2% расходуется в сельских поселениях, 32,8% – в городских. В результате электропотребление в расчете на одного жителя сельских поселений достигло в 2018 г. примерно 982 кВт.ч. по сравнению с 730 кВт.ч в городских[3].



Источник данных: ПАО «Дагестанская энергосбытовая компания»

Рисунок 2.2. Динамика электропотребления в бытовом секторе Республики Дагестан

Структура потребления электроэнергии в последний год рассматриваемого периода приведена на рисунке 2.3. Видно, что на бытовой сектор, сферу услуг пришлась подавляющая часть потребления электроэнергии на территории республики.



Источник данных: ПАО «Дагестанская энергосбытовая компания»

Рисунок 2.3. Структура потребления электроэнергии в Республике Дагестан в 2018 году

[3] С учетом сказанного по поводу потерь в сетях, душевые расходы, скорее всего, существенно выше.

Что касается потребления электроэнергии в обрабатывающих производствах, то обычно органы статистики приводят неполную внутреннюю структуру потребления электроэнергии в обрабатывающих производствах, т.к. данные собираются на выборке крупных и средних предприятий, причем нередко не всех. Основные доли в структуре потребления электроэнергии обрабатывающей промышленностью занимают «Производство, передача и распределение электроэнергии, газа, пара и горячей воды».

2.4. Перечень крупных потребителей электрической энергии с указанием максимальной нагрузки и динамики потребляемой электрической энергии за последние 5 лет

Перечень крупных потребителей электрической энергии на территории Республики Дагестан представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 Крупные потребители электрической энергии на территории Республики Дагестан

Наименование потребителя	Вид деятельности	Электропотребление электроэнергии, млн кВт.ч					Максимум нагрузки, МВт									
		Факт					Заявленный					Факт				
		2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018	2014	2015	2016	2017	2018
ОАО «Каспийский завод листового стекла»	промышленность строительных материалов. Производство листового стекла	35,65	35,06	35,238	36,158	32,981	4,500	4,500	4,500	4,300	4,100	8,056	8,108	8,167	8,617	7,620
ООО «Русэнергосбыт»	железнодорожный транспорт. Торговля электроэнергией	17,5	54,6	50,040	0,000	0,000	9,5	9,5	9,5	0,000	0,000	9,5	9,5	14,828	0,000	0,000

Данные в таблице 2.3 представленны ПАО «Дагестанская энергосбытовая компания» за период с 2014 по 2018 год

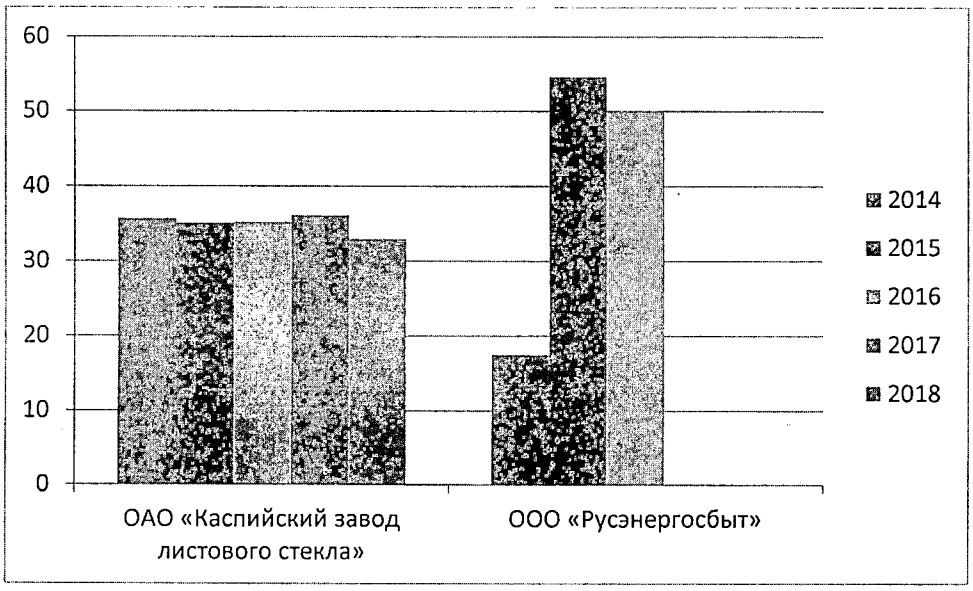


Рисунок 2.4. Динамика электропотребления крупных потребителей электроэнергии Республики Дагестан за 2014-2018 гг.

2.5. Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы и крупных узлов нагрузки за последние 5 лет

Дагестанская энергосистема составляет почти 5% от общего объема потребления мощности ОЭС Юга.

Собственная максимальная электрическая нагрузка Дагестанской энергосистемы в 2018 году составила 1229 МВт при температуре наружного воздуха -1,5° С. Значение электрической нагрузки энергосистемы зафиксировано в вечерний час максимума потребления.

В таблице 2.4 и на рисунке 2.5 приведены годовые максимумы электрической нагрузки Дагестанской энергосистемы, дата и время их прохождения, температура наружного воздуха на час прохождения годового максимума энергосистемы.

Таблица 2.4. Максимальные электрические нагрузки Дагестанской энергосистемы, дата и время, температура наружного воздуха на час прохождения годового максимума

Годы	Электрическая нагрузка, МВт	Температура наружного воздуха, град.С	Дата и время, дд.мм; чч.мм
2014	1171	-9,4	03.02; 19:00
2015	1153	2,8	10.01; 18:00
2016	1260	-9,3	17.12; 18:00
2017	1270	-6,4	01.02; 18:00
2018	1229	-1,5	16.01; 18:00

Среднегодовое увеличение максимальной нагрузки за период 2014–2018 гг. составляет 2,13%.

Ниже приведен график изменения значений максимальной электрической нагрузки Дагестанской энергосистемы и температуры наружного воздуха на час прохождения годового максимума.



Рисунок 2.5. Максимальные электрические нагрузки Дагестанской энергосистемы и среднесуточные температуры наружного воздуха на день прохождения максимума.

Значения максимальных нагрузок по крупным узлам нагрузки Дагестанской энергосистемы за отчетный период представлены в таблице 2.5. Электрическая нагрузка указана с учетом потерь, составляющих около 7,1 %.

Таблица 2.5. Динамика изменения электропотребления крупных узлов нагрузки Дагестанской энергосистемы за последние 5 лет

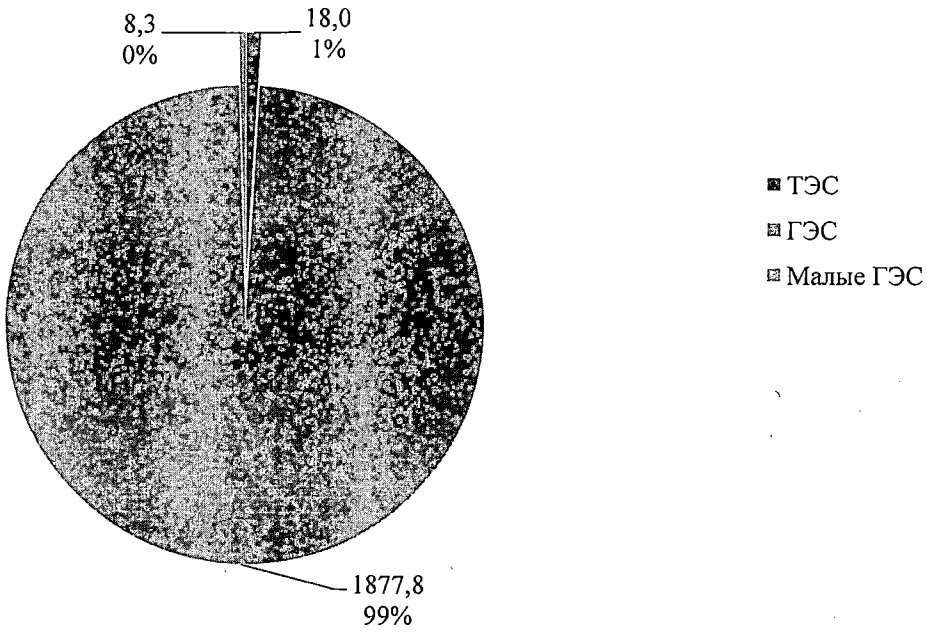
Дата/время	Энергорайоны Дагестанской энергосистемы	Электрическая нагрузка, МВт
03.02.2014 19:00	Центральный	363
	Северный	213
	Горный	267
	Южный	192
10.01.2015 18:00	Центральный	374
	Северный	220
	Горный	275
	Южный	198
17.12.2016 18:00	Центральный	429
	Северный	250
	Горный	317
	Южный	231
01.02.2017 18:00	Центральный	420
	Северный	252
	Горный	326
	Южный	244
16.01.2018 18:00	Центральный	402
	Северный	243
	Горный	315
	Южный	233

2.6. Структура установленной электрической мощности на территории Республики Дагестан, в том числе с выделением информации по вводам, демонтажам и другим изменениям эксплуатационного состояния объектов по производству электроэнергии в 2018 году (базовый период)

По состоянию на 1 марта 2019 года установленная мощность электростанций Республики Дагестан, по данным филиала АО «СО ЕЭС» – Дагестанское РДУ, составила 1904,13 МВт.

На долю тепловых электростанций (ТЭС) приходится 0,95% установленной мощности (18 МВт), доля гидроэлектростанций (ГЭС) составляет 99,05% (1886,1 МВт), включая малые гидроэлектростанции (МГЭС) мощностью 8,3 МВт, на долю которых приходится 0,4% установленной мощности энергосистемы Республики Дагестан (рисунок 2.6). При этом к малым ГЭС, по данным Дагестанского РДУ, относятся семь МГЭС Филиала ПАО «РусГидро» – «Дагестанский филиал» суммарной установленной мощностью 7,7 МВт (Курушская МГЭС, Ахтынская МГЭС, Агульская МГЭС, Магинская МГЭС, Амсарская МГЭС, Аракульская МГЭС

и Шиназская МГЭС) и Бавтугайская ГЭС ООО «Энергострой ЛТД» установленной мощностью 0,6 МВт.



Источник данных: данные энергокомпаний

Рисунок 2.6. Структура установленной мощности электростанций Республики Дагестан на конец 2018 г., МВт

Структура установленной электрической мощности источников генерации на территории Республики Дагестан в разрезе электростанций за отчетный период 2018 года приведена в таблице 2.6.

Таблица 2.6. Установленная электрическая мощность электростанций Республики Дагестан за отчетный 2018 г.

Наименование электростанции	Генерирующая компания	Установленная мощность электростанций на конец года 2018 года, МВт
ТЭС		
Махачкалинская ТЭЦ	ООО «Дагестанэнерго»	18,0
Всего ТЭС		**18,0**
ГЭС		
Чиркейская ГЭС	Филиал ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал»	1000,0
Ирганайская ГЭС		400,0
Миатлинская ГЭС		220,0
Каскад Чирюртских ГЭС		81,0
Чирюртская ГЭС-1*		72,0
Чирюртская ГЭС-2*		9,0
Гоцатлинская ГЭС		100,0
Гельбахская ГЭС		44,0
Гергебильская ГЭС		17,8
Гунибская ГЭС		15,0
Курушская МГЭС		0,5
Ахтынская МГЭС		1,8
Агульская МГЭС		0,6
Магинская МГЭС		1,2

Наименование электростанции	Генерирующая компания	Установленная мощность электростанций на конец года 2018 года, МВт
Амсарская МГЭС		1,0
Аракульская МГЭС		1,3
Шиназская МГЭС		1,3
Бавтугайская ГЭС	ООО «Энергострой ЛТД»	0,6
Всего ГЭС, в т.ч.:		**1886,1**
Малые ГЭС		**8,3**
Всего		**1904,13**

* Чирюртская ГЭС-1 и Чирюртская ГЭС-2 входят в состав Каскада Чирюртских ГЭС (установленная мощность данных станций учтена в установленной мощности Каскада Чирюртских ГЭС).

Источник данных: данные энергокомпаний

Из таблицы 2.6 видно, что основная доля установленной электрической мощности энергосистемы приходится на Чиркейскую ГЭС Дагестанского филиала ПАО «РусГидро» – 1000 МВт (52,5%). Второй по величине установленной электрической мощности является Ирганайская ГЭС, также принадлежащая Филиалу ПАО «РусГидро» – «Дагестанский филиал» – 400 МВт (21% от суммарной установленной мощности электростанций Республики Дагестан).

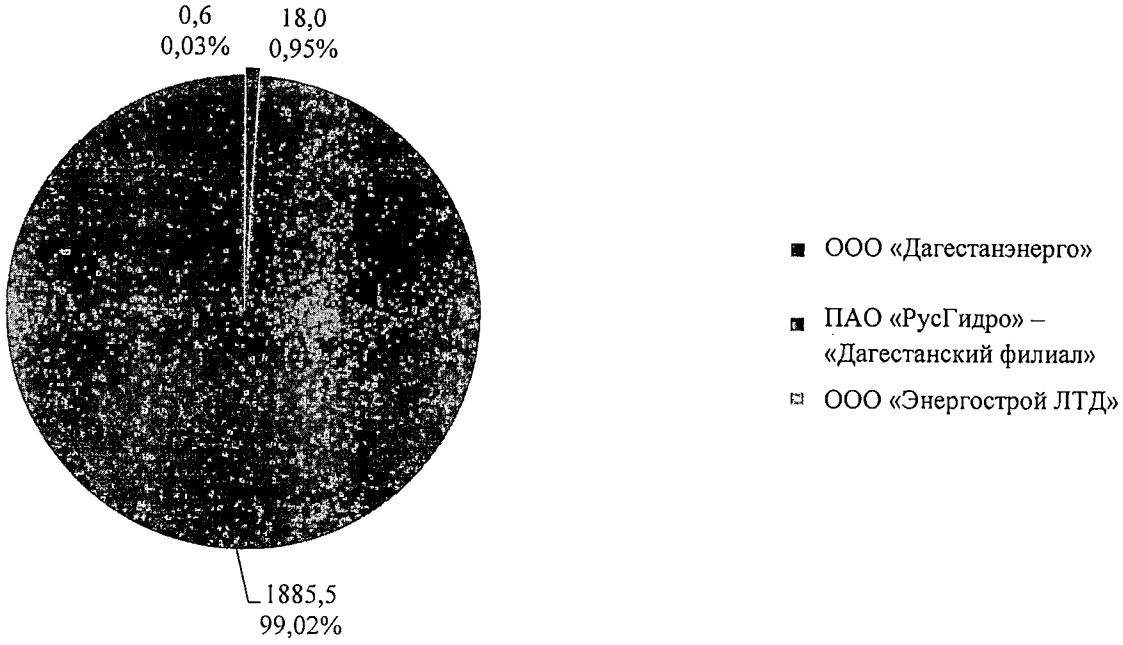
Таблица 2.7. Структура установленной электрической мощности в разрезе энергетических компаний. Изменение установленной электрической мощности электростанций Республики Дагестан в 2018 г.

Наименование электростанции	Генерирующая компания	Установленная мощность на конец 2017, МВт	Изменение установленной мощности, МВт					Установленная мощность на конец 2018, МВт	% от общего объема
			Вводы	Демонтаж	Консервация	Перемаркировка			
						мощность до	мощность после		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТЭС общего пользования									
Махачкалинская ТЭЦ	ООО «Дагестанэнерго»	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,0	0,95
Всего ТЭС		18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,0	0,95
ГЭС									
Чиркейская ГЭС		1000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1000,0	52,52
Ирганайская ГЭС		400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	400,0	21,01
Миатлинская ГЭС		220,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	220,0	11,55
Каскад Чирюртских ГЭС		81,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	81,0	4,25
Гельбахская ГЭС		44,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	44,0	2,31
Гергебильская ГЭС	Филиал ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал»	17,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,8	0,93
Гунибская ГЭС		15,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	15,0	0,79
Курушская МГЭС		0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,03
Ахтынская МГЭС		1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,09
Агульская МГЭС		0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,03
Магинская МГЭС		1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,06
Амсарская МГЭС		1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,05
Аракульская МГЭС		1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,07
Шиназская МГЭС		1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,07
Гоцатлинская ГЭС		100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	5,25
Бавтугайская ГЭС	ООО «Энергострой ЛТД»	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,03
Всего ГЭС, в т.ч.:		1886,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1886,1	99,05
Малые ГЭС		8,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,3	0,44
Всего		1904,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1904,1	100,00

Источник данных: данные энергокомпаний

Структура установленной электрической мощности электростанций Республики Дагестан в разрезе энергокомпаний на конец 2018 г. представлена на рисунке 2.7.

Рисунок 2.7. Структура установленной электрической мощности электростанций Республики Дагестан в разрезе энергетических компаний на конец 2018 г., МВт



Источник данных: данные энергокомпаний

Как видно из представленной информации, крупнейшей по величине установленной мощности генерирующей компанией Республики Дагестан является Филиал ПАО «РусГидро» – «Дагестанский филиал», которому принадлежит крупнейшая электростанция региона – Чиркейская ГЭС.

2.7. Состав генерирующего оборудования электростанций (а также блок-станций) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт

В таблице 2.8 приведены данные о структуре установленной электрической мощности электростанций Республики Дагестан. Данные по видам установленного генерирующего оборудования электростанций Республики Дагестан представлены на рисунке 2.8.

Таблица 2.8. Состав оборудования электростанций Республики Дагестан

Генерирующая компания	Электростанция	Тип турбины		Мощность, МВт
ТЭС				
ООО «Дагестанэнерго»	Махачкалинская ТЭЦ	ТГ-1	ПР-6-35/10/1,2М	6,0
		ТГ-2	ПР-6-35/10/1,2М	6,0
		ТГ-3	ПР-6-35/10/1,2М	6,0
		Всего		**18,0**
ГЭС				
Филиал ПАО «РусГидро» – «Дагестанский филиал»	Чиркейская ГЭС	1Г	РО 230/989-В-450	250,0
		2Г	РО 230/989-В-450	250,0
		3Г	РО 230/989-В-450	250,0
		4Г	РО 230/989-В-450	250,0
		Всего		**1000,0**
	Ирганайская ГЭС	Г-1	РО230-В-400	200,0
		Г-2	РО230-В-400	200,0
		Всего		**400,0**
	Миатлинская ГЭС	Г-1	ПЛ 60-В-600	110,0
		Г-2	ПЛ 60-В-600	110,0
		Всего		**220,0**
	Каскад Чирюртских ГЭС	Г-1	ПЛ-642-ВБ-370	36,0
		Г-2	ПЛ-642-ВБ-370	36,0
		Г-3	ПЛ-103 ВБ-500	9,0
		Всего		**81,0**
	Гельбахская ГЭС	Г-1	ПР-40/587а-ВМ-300	22,0
		Г-2	ПР-40/587а-ВМ-300	22,0
		Всего		**44,0**
	Гергебильская ГЭС	Г-1	РО – ГМ-5	1,4
		Г-2	РО – ГМ-5	1,4
		Г-3	РО-75 В-140	5,0
		Г-4	РО-75 В-140	5,0
		Г-5	РО-75 В-140	5,0
		Всего		**17,8**
	Гунибская ГЭС	Г-1	РО-75-В-140	5,0
		Г-2	РО-75-В-140	5,0
		Г-3	РО-75-В-140	5,0
		Всего		**15,0**
	Гоцатлинская ГЭС	Г-1	РО-75-В-310	50,0
		Г-2	РО-75-В-310	50,0
		Всего		**100,0**

Источник данных: данные энергокомпаний

2.8. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

В таблице 2.9 на основе данных энергокомпаний Республики Дагестан приведена динамика и структура производства электроэнергии энергосистемы Республики Дагестан по типам электростанций в 2014-2018 гг.

Таблица 2.9. Структура производства электроэнергии в Республике Дагестан по типам электростанций в 2014-2018 гг., млрд кВт·ч

Тип электростанций, наименование	2014	2015		2016		2017		2018	
	млрд квт·ч	млрд квт·ч	прирост, %	млрд квт·ч	прирост, %	млрд квт·ч	прирост, %	млрд квт·ч	прирост, %
Выработка электроэнергии всего, в том числе:	**4,073**	**4,196**	**4,66**	**6,166**	**44,6**	**4,232**	**-31,4**	**4,786**	**13,1**
– ТЭС	**0,059**	**0,055**	**-6,8**	**0,050**	**-9**	**0,052**	**4**	**0,056**	**7,7**
Махачкалинская ТЭЦ	0,059	0,055	-6,8	0,050	-9	0,052	4	0,056	7,7
– ГЭС	**4,014**	**4,208**	**4,8**	**6,116**	**45,3**	**4,180**	**-31,7**	**4,730**	**13,2**
Чиркейская ГЭС	1,914	1,902	-0,6	2,823	48,4	1,801	-36,2	1,975	9,7
Ирганайская ГЭС	1,012	1,188	17,4	1,543	29,9	1,100	-28,7	1,359	23,6
Миатлинская ГЭС	0,565	0,586	3,7	0,796	35,84	0,555	-30,3	0,618	11,4
Гоцатлинская ГЭС	-	0,055	-	0,288	423,6	0,282	-2,08	0,277	-1,77
Каскад Чирюртских ГЭС	0,399	0,314	-21,3	0,461	46,8	0,372	-19,3	0,384	3,2
Гельбахская ГЭС	0,027	0,050	85,2	0,088	76	0,015	-83	0,037	146,7
Гергебильская ГЭС	0,044	0,048	9,1	0,059	22,9	0,015	-74,6	0,04	166,7
Гунибская ГЭС	0,049	0,050	2,1	0,055	10	0,037	-29,1	0,035	-5,4
Малые ГЭС	0,004	0,003	-25	0,003	-	0,003	-	0,005	66,7

Источник данных: данные энергокомпаний

Как следует из таблицы 2.9, около 41% годового объема выработки электроэнергии в Республике Дагестан в течение рассматриваемого периода приходится на долю крупнейшей электростанции региона – Чиркейской ГЭС ПАО «РусГидро» – «Дагестанский филиал» (от максимума 2014 г. 47% до 41% на конец 2018 г.).

В 2018 году суммарная выработка электроэнергии в Республике Дагестан составила 4,786 млрд кВт·ч (из них около 98,8% приходится на выработку электроэнергии на ГЭС, 1,2% – на выработку электроэнергии на ТЭС).

Величина выработки электрической энергии в 2018 году электростанциями Республики Дагестан продемонстрировала повышение от уровня 2014 года в размере 17,5% (0,72 млрд кВт·ч).

Сведения о динамике и структуре производства электрической энергии в Республике Дагестан в разрезе генерирующих компаний за период 2014-2018 гг. приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10. Структура производства электрической энергии в Республике Дагестан в разрезе генерирующих компаний в 2014-2018 гг., млрд кВт·ч

генерирующая компания	2014	2015		2016		2017		2018	
	млрд квт·ч	млрд квт·ч	прирост, %	млрд квт·ч	прирост, %	млрд квт·ч	млрд квт·ч	прирост, %	млрд квт·ч
Выработка электроэнергии всего, в том числе:	**4,073**	**4,263**	**4,66**	**6,166**	**44,6**	**4,232**	**-31,4**	**4,786**	**13,1**
ООО «Дагестанэнерго»	**0,059**	**0,055**	**-6,8**	**0,050**	**-9**	**0,052**	**4**	**0,056**	**7,7**
Филиал ПАО «РусГидро» – «Дагестанский филиал»	**4,014**	**4,208**	**4,8**	**6,116**	**45,3**	**4,180**	**-31,7**	**4,730**	**13,2**
ООО «Энергострой ЛТД»	0,0	0,0	–	0,0	–	0,0	–	0,0	–

Источник данных: данные энергокомпаний

Эффективность использования установленной мощности электростанций характеризуется коэффициентом, определяемым отношением числа часов использования средней за отчетный период установленной электрической мощности к календарному числу часов отчетного периода. Значение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) зависит от многих факторов. Косвенное влияние на него оказывают: тип установленного оборудования; объем и структура потребления; тепловая нагрузка (для ТЭЦ); уровень воды в водохранилищах (для ГЭС); конкурентность цен на электрическую и тепловую энергию; качество эксплуатации, ремонтов, реконструкций и ограничения мощности по техническому состоянию и функциональному соответствию оборудования.

В целом по Республике Дагестан КИУМ гидроэлектростанций в 2018 году составил 17,6%, продемонстрировав увеличение на 2,5 процентных пункта по сравнению с уровнем данного показателя в 2017 году. При этом стоит отметить, что максимальное значение КИУМ за анализируемый период приходится на 2014 год, где среднее значение составляет 18,1%. В таблице 2.11 приведены данные о КИУМ в разрезе электростанций Республики Дагестан.

Таблица 2.11. Коэффициент использования установленной мощности в разрезе электростанций Республики Дагестан в 2014-2018 гг.

Наименование электростанции	Генерирующая компания	КИУМ, %				
		2014	2015	2016	2017	2018
Чиркейская ГЭС	Филиал ПАО «РусГидро» – «Дагестанский филиал»	21,8	21,7	32,2	20,6	22,6
Ирганайская ГЭС		28,8	33,9	43,8	31,4	38,8
Миатлинская ГЭС		29,3	30,4	41,3	28,8	32,1
Каскад Чирюртских ГЭС		56,4	44,2	65,0	52,4	54,2
Гельбахская ГЭС		7,1	13,1	22,8	3,8	9,6
Гергебильская ГЭС		28	30,7	37,4	9,4	25,7
Гунибская ГЭС		37,2	38,2	38,4	32,6	26,6
Курушская МГЭС		16,4	9,8	17,0	11,2	11,2
Ахтынская МГЭС		16,2	10,9	9,0	7,1	7,1
Агульская МГЭС		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Магинская МГЭС		4,2	8,2	8,8	5,8	9,1
Амсарская МГЭС		2,2	1,3	0,9	4,0	9,7
Аракульская МГЭС		4,7	0,4	0,9	2,2	3,4
Шиназская МГЭС		–	0	0,0	0,0	0,0
Гоцатлинская ГЭС		–	7,6	32,9	32,2	31,6
Бавтугайская ГЭС	ООО «Энергострой ЛТД»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Среднее значение за год, всего		**18,1**	**15,7**	**22**	**15,1**	**17,6**

Источник данных: данные энергокомпаний

За рассматриваемый период 2014-2018 гг. наибольшей величиной КИУМ характеризуется оборудование гидроэлектростанций Каскада Чирюртских ГЭС (в среднем за рассматриваемый период КИУМ составил 54,44%).

2.9. Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности в энергосистеме Республики Дагестан за последние 5 лет

Потребность Республики Дагестан в электрической энергии (мощности) обеспечивается собственной выработкой электрической энергии ТЭС и ГЭС Республики Дагестан, недостаток генерации при этом покрывается за счет сальдо перетоков электрической энергии из соседних энергосистем.

Величина собственного максимума нагрузки Республики Дагестан в 2018 году составила 1229 МВт, снизившись на 3,2% по сравнению со значением предыдущего отчетного периода. При этом за рассматриваемый пятилетний период максимальная собственная нагрузка региона была зафиксирована, по данным филиала АО «СО ЕЭС» – Дагестанское РДУ, в 2017 году и составила 1270 МВт.

Балансы мощности Республики Дагестан на час прохождения собственного максимума нагрузки за период 2014-2018 гг. представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12. Балансы мощности энергосистемы Республики Дагестан за 2014-2018 гг. на час собственного максимума нагрузки, МВт

ПОТРЕБНОСТЬ	2014	2015	2016	2017	2018
Собственный максимум нагрузки	**1171**	**1153**	**1260**	**1270**	**1229**
Фактический резерв мощности	651,13	651,13	644,13	634,13	675,13
То же в % к собственному максимуму	44	44	49	50	45
	ПОКРЫТИЕ				
Установленная мощность	1822,13	1904,13	1904,13	1904,13	1904,13
ТЭС	36,00	18,00	18,00	18,00	18,00
ГЭС	1786,13	1786,13	1886,13	1886,13	1886,13
Ограничения фактические	37,63	21,13	21,55	22,03	23,61
ТЭС	19,50	3	3,42	2,9	2,52
ГЭС	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
Располагаемая мощность, в том числе:	1784,50	1783,10	1882,59	1882,16	1880,52
ТЭС	16,50	15,10	14,59	15,16	13,48
ГЭС	1768,00	1768,0	1868,0	1867,00	1867,04
Нагрузка, в том числе:	**942,10**	**702,40**	**767,02**	**908,04**	**697,15**
ТЭС	16,50	14,10	14,59	15,06	12,93
ГЭС	925,60	688,30	752,43	892,98	684,22
Сальдо перетоков на час собственного максимума нагрузки	**-228,90**	**-450,60**	**-492,98**	**-361,96**	**-531,85**

Приведенные в таблице 2.12. данные позволяют сделать следующие выводы:

собственный максимум нагрузки Республики Дагестан за рассматриваемый период 2014-2018 гг. отмечен значительным ростом на 5,4%;

фактический резерв мощности Республики Дагестан за анализируемый период 2014-2018 гг. характеризуется заметной волатильностью: по сравеннию с 2014 г. отмечен рост резерва мощности на 3,6% к уровню 2018 года.

В изменении установленной мощности электростанций Республики Дагестан в период с 2014 по 2018 г. не наблюдается явных тенденций: отмечено небольшое увеличение установленной электрической мощности в 2016 г. на 5,5%. В целом за рассматриваемый период 2014-2018 гг. величина установленной электрической мощности увеличилась на 4,5% к уровню 2018 года.

Республика Дагестан за рассматриваемый период характеризуется значительными сальдо перетоков – от 228,9 МВт в 2014 г., до максимального значения за рассматриваемый период на уровне 531,9 МВт в 2018 году.

Баланс электроэнергии Республики Дагестан представлен в таблице 2.13.

Таблица 2.13. Баланс электроэнергии Республики Дагестан за 2014-2018 гг.

	2014	2015	2016	2017	2018
ПОТРЕБНОСТЬ					
Электропотребление	**5,860**	**6,176**	**6,403**	**6,504**	**6,488**
ПОКРЫТИЕ					
Выработка электростанций, в том числе	**4,073**	**4,263**	**6,166**	**4,232**	**4,786**
ГЭС	4,014	4,208	6,116	4,180	4,730
ТЭС	0,059	0,055	0,050	0,052	0,056
Сальдо перетоков электроэнергии «+» – прием, «-» – выдача	**1,787**	**1,912**	**0,237**	**2,273**	**1,702**

Источник данных: филиал АО «СО ЕЭС» – Дагестанское РДУ

Как видно из приведенных данных, Республика Дагестан за период 2014-2018 гг. является дефицитной как по мощности, так и по электроэнергии. Однако, как уже было отмечено, указанный дефицит электроэнергии покрывается за счет сальдо перетоков электроэнергии из других энергосистем, входящих в ОЭС Юга. Из таблицы 2.13 также видно, что в 2018 г. величина электропотребления Республики Дагестан увеличилась на 5,4% к уровню электропотребления в 2014 году. Максимальное значение данного показателя за рассматриваемый период продемонстрировал 2017 год.

Таблица 2.14. Значения показателей работы Республики Дагестан в период 2014-2018 гг.

№ п/п	Наименование показателей	2014	2015	2016	2017	2018
1.	Электропотребление, млрд кВт·ч.	5,860	6,176	6,403	6,504	6,488
2.	Потребление на час собственного максимума, МВт	1171	1153	1260	1270	1229

Источник данных: Филиал АО «СО ЕЭС» – Дагестанское РДУ

2.10. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона напряжением 110 кВ и выше, включая перечень существующих ЛЭП (с разделением на КЛ и ВЛ) и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, с указанием сводных данных по ним

В Дагестанской энергосистеме электрические сети развиваются на напряжении 330, 110, 35, 10, 6 и 0,4 кВ. Основными центрами питания являются ПС 330 кВ Чирюрт, ПС 330 кВ Махачкала, ПС 330 кВ Артем и ПС 330 кВ Дербент. Электроснабжение Дагестанской энергосистемы осуществляется от собственных электростанций, по ВЛ 330 кВ Буденновск–Чирюрт, ВЛ 330 кВ Грозный–Чирюрт, ВЛ 330 кВ Моздок–Артем и связям 110 кВ с соседними энергосистемами.

В настоящее время электросетевые объекты напряжением 330 кВ являются составной частью Единой национальной электрической сети и эксплуатируются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Каспийское ПМЭС. В Дагестанской энергосистеме в эксплуатации ПАО «ФСК ЕЭС» находятся 886,4 км ВЛ 110-330 кВ, 4 ПС 330 кВ, 1 ПС 110 кВ. Суммарная установленная мощность трансформаторов 110-330 кВ составляет 1255,3 МВА.

Одним из показателей технического состояния электрических сетей служит их возрастная структура. Анализ технического состояния линий электропередачи ПАО «ФСК ЕЭС» с информацией по возрастной структуре представлен в таблице 2.15.

Таблица 2.15. Характеристика ЛЭП, обслуживаемых Каспийским ПМЭС

№ пп	Диспетчерское наименование	Год ввода	Протяженность, км	Марка провода	Кол-во цепей	Техническое состояние	Срок службы, лет	
							2020 г.	2024 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт	2003	40,6*	2хАС-300/39	1	рабочее	17	21
2.	ВЛ 330 кВ Чирюрт – Артем	2012	2,9	2хАСО-300/39	1	рабочее	8	12
		1974	30,8	2хАСО-300/39	1	рабочее	46	50
3.	ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала	2012	2,9	2хАСО-300/39	1	рабочее	8	12
		1974	41,3	2хАСО-300/39	1	рабочее	46	50
4.	ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент	1976	115,8	2хАСО-300/39	1	рабочее	44	48
5.	ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС– Чирюрт № 2	1974	23,2	2хАСО-400/51	1	рабочее	46	50
6.	ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №1	1974	23,3	2хАСО-400/51	1	рабочее	46	50
7.	ВЛ 330 кВ Буденновск-Чирюрт	2000	275,6*	2хАС-300/39	1	рабочее	20	24
8.	ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Махачкала	1994	80,4	2хАСО-300/39	1	рабочее	26	30
				2хАС-400/51				
9.	ВЛ 330 кВ Моздок – Артем	2012	107,7*	2хАС-300/39	1	рабочее	8	12
				2хАС-300/204				
10.	ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз	1980	48,8*	2хАСО-300/39	1	рабочее	40	44
11.	ВЛ 110 кВ Ялама – Белиджи	1964	22	АС-95/16	1	рабочее	56	60
12.	ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал 1 (заход на Артем)	2013	6,6**	АС-185/29	1	рабочее	7	11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13.	ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал Тяговая (заход на Артем)	2013	6,8**	АС-185/29	1	рабочее	7	11
14.	ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт I (заход на Артем)	2013	6,7**	АС-185/29	1	рабочее	7	11
15.	ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт II (заход на Артем)	2013	6,9**	АС-185/29	1	рабочее	7	11
16.	ВЛ-110 кВ Артем – Буйнакск 1 (заход на Артем)	2013	22,1**	АС-150/24	1	рабочее	7	11
17.	ВЛ-110 кВ Артем – Компас (заход на Артем)	2013	22,1**	АС-185/24	1	рабочее	7	11
Всего ЛЭП 330 кВ, км			**793,3**					
Всего ЛЭП 110 кВ, км			**92,4**					
Итого ЛЭП, км			**885,7**					

*Длина ВЛ указана только по территории Республики Дагестан.
**Указана длина участков ЛЭП, обслуживаемых ПАО «ФСК ЕЭС»

Анализ технического состояния основного оборудования подстанций ПАО «ФСК ЕЭС» с информацией по возрастной структуре представлен в таблице 2.16.

Таблица 2.16. Данные по трансформаторам, установленным на ПС, обслуживаемых Каспийским ПМЭС

№ п/п	Диспетчерское наименование	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Номинальное напряжение, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние	Срок службы, лет	
							2020 г.	2024 г.
1.	ПС 330 кВ Чирюрт	АТДЦТН-200000	200	330/110/10	1986	рабочее	34	38
		АТДЦТН-200000	200	330/110/10	2010	рабочее	10	14
2.	ПС 330 кВ Махачкала	АТДЦТН-200000	200	330/110/10	2007	рабочее	13	17
		ТДН-10000	10	110/10	1975	рабочее	45	49
		АТДЦТН-200000	200	330/110/10	2015	рабочее	5	9
3.	ПС 330 кВ Дербент	АТДЦТН-125000	125	330/110/10	1975	рабочее	45	49
		АТДЦТН-125000	125	330/110/10	1973	рабочее	47	51
		ТДН-16000	16	110/6	1972	рабочее	48	52
		ТДН-16000	16	110/6	1974	рабочее	46	50
4.	ПС 330 кВ Артем	АТДЦТН-125000	125	330/110/10	2012	рабочее	8	12
		ТМН-6300	6,3	110/10	2012	рабочее	8	12
5.	ПС 110 кВ Белиджи	ТДТН-16000	16	110/35/10	1974	рабочее	46	50
		ТДТН-16000	16	110/35/10	1986	рабочее	34	38
Итого, МВА			1255,3					

Согласно таблице 2.16 в эксплуатации более 25 лет находятся трансформаторы на ПС 330 кВ Чирюрт, Махачкала, Дербент и ПС 110 кВ Белиджи. Нарастание объемов старения электросетевого оборудования превышает темпы вывода его из работы и обновления, в связи с чем не снижается количество оборудования, отработавшего нормативный срок эксплуатации и превысившего нормативный срок эксплуатации 25 лет.

На подстанциях ПАО «ФСК ЕЭС» в Дагестанской энергосистеме установлены компенсирующие устройства общей мощностью 127,6 МВАр (таблица 2.17).

Таблица 2.17. Данные по установленной и располагаемой мощности компенсирующих устройств на ПС ПАО «ФСК ЕЭС» Дагестанской энергосистемы

№ пп	Диспетчерское наименование		Тип	Место коммутации	Установленная мощность, МВар
1.	ПС 330 кВ Дербент	БСК-1	КС-2А-6-845	СШ 6 кВ	9,2
		КБ-2	КС-2А-6-845	СШ 6 кВ	9,2
2.	ПС 330 Артем	БСК-1	QBANKA-110 кВ-54,6MBAp-CHDB	1СШ-110 кВ	54.6
		БСК-2	QBANKA-110 кВ-54,6MBAp-CHDB	2СШ-110 кВ	54.6
Итого, МВАр					**127,6**

Для компенсации зарядной мощности ВЛ 330 кВ Чирюрт–Буденновск на ПС Чирюрт установлен шунтирующий реактор мощностью 165 (102) МВАр. Для компенсации зарядной мощности ВЛ 330 кВ Моздок– Артем на ПС Артем установлен шунтирующий реактор мощностью 180 (71) МВАр (таблица 2.18).

Таблица 2.18. Данные по номинальной и располагаемой реактивной мощности ШР Дагестанской энергосистемы

№ п/п	Место установки ШР	Тип	Место коммутации	Реактивная мощность, Мвар
1.	ПС 330 кВ Чирюрт	3хРОДЦ 55000/400	ВЛ 330 кВ Буденновск–Чирюрт (12 СШ 330 кВ)	165 (102*)
2.	ПС 330 кВ Артем	4хРОМБСМ-60000/500 У1	СШ 330 Моздок (330 кВ)	180 (71*)
Итого, МВАр				**345 (173*)**

В скобках указана располагаемая мощность реактора при напряжении 330 кВ, за скобками – паспортные данные.

Эксплуатацию электрических сетей 110 кВ и ниже на территории Дагестанской энергосистемы осуществляет АО «Дагестанская сетевая компания». В состав АО «Дагестанская сетевая компания» входят 5 производственных участков электрических сетей (ПУЭС): ПУ Центральных электрических сетей, ПУ Дербентских электрических сетей, ПУ Северных электрических сетей, ПУ Гергебильских электрических сетей, ПУ Затеречных электрических сетей; 37 районных электрических сетей (РЭС), в том числе 31 РЭС, которые обслуживают электрические сети сельскохозяйственного назначения и 6 РЭС, которые обслуживают городские электрические сети городов Буйнакска, Дербента, Хасавюрта, Избербаша, Кизляра, Кизилюрта и Махачкалы.

Анализ технического состояния линий электропередачи АО «Дагестанская сетевая компания» с информацией по возрастной структуре представлен в таблице 2.19.

Таблица 2.19. Характеристика ЛЭП, обслуживаемых АО «Дагестанская сетевая компания»

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность ВЛ, км			Марка и сечение провода	Срок службы, лет.	
			Всего	в 1-цепном исполнении	в 2-цепном исполнении		2020 г.	2024 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт №1	2013	29*	28,56	0,44	АС-185	7	11
2.	ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт №2	2013	30,7*	30,26	0,44	АС-185	7	11
3.	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	1961	12,8*	12,8		АС-185	59	63
4.	ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал Тяговая	1977	11*	10,3	0,7	АС-185	43	47
5.	ВЛ 110 кВ Артем-Компас	1966	6,5*	6,5		АС-185	54	58
6.	ВЛ 110 кВ Артем-Буйнакск-1	1966	23,5*	22,9	0,6	АС-185	54	58
7.	ВЛ 110 кВ Восточная -Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-112)	1962	11,8	10	1,8	АС-120 АС-150	58	62
8.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Насосная-1	1980	4,3		4,3	АЖ-120 АС-150	40	44
9.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС ЗТМ	1980	1,3	0,4	0,9	АС-150 АС-185	40	44
10.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Берег	2012	0,38	0,38		АС-150	8	12
11.	ВЛ 110 кВ Изберг Северная – Манас Тяговая с отпайкой на ПС Рассвет (ВЛ-110-104)	1949	27	24,17	2,83	АС-150	71	75
12.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Рассвет	1982	1,8		1,8	АС-120	38	42
13.	ВЛ 110 кВ Восточная -Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-112)	1967	13	11,2	1,8	АС-120 АС-150 М-70	53	57
14.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Насосная-1	1980	4,3		4,3	АС-150 АЖ-120	40	44
15.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Точная Механика	2002	1,3	0,4	0,9	АС-120	18	22

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Берег	2012	0,23	0,23		АС-150	8	12
17.	ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг Северная с отпайками (ВЛ-110-113)	1966	31,5	26,3	5,2	АС-150	54	58
18.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Рассвет	1982	1,8		1,8	АС-120	38	42
19.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Насосная-2	1986	2,2		2,2	АС-150	34	38
20.	ВЛ 110 кВ ГПП – Новая (ВЛ-110-116)	1962	3,15	1,3	1,85	АС-150 АС-120	58	62
21.	ВЛ 110 кВ Буйнакск-2 – Чиркей ГПП с отпайкой на ПС Новый Чиркей (ВЛ-110-117)	1970	36	31,72	4,28	АС-150	50	54
22.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Новый Чиркей	1970	0,7	0,7		АС-150	50	54
23.	ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками	1974	11,3		11,3	АС-120 АС-150 АС-185	46	50
24.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Очистные сооружения	1993	2,2		2,2	АС-95 АС-120	27	31
25.	ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками	1966	11,3		11,3	М-70 АС-150 АС-185	54	58
26.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Очистные сооружения	1993	2,2		2,2	АСК-95	27	31
27.	ВЛ 110 кВ ГПП – Шамхал (ВЛ-110-129)	1961	20	20		АСК-150 АС-185	59	63
28.	ВЛ 110 кВ ГПП – Махачкала-110 (ВЛ-110-130)	1977	8,6	5,14	3,46	АС-150	43	47
29.	ВЛ 110 кВ Махачкала-110 – Шамхал Тяговая (ВЛ-110-134)	1977	21	17,54	3,46	АС-150	43	47
30.	ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас Тяговая (ВЛ-110-142)	1977	16	7,97	8,03	АС-150 АС-185	43	47
31.	ВЛ 110 кВ Махачкала – ГПП I цепь с отпайкой на ПС Юго-Восточная (ВЛ-110-144)	1978	25,5		25,5	АС-150	42	46
32.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Юго-Восточная	1982	2		2	АС-150	38	42

1	2	3	4	5	6	7	8	9
33.	ВЛ 110 кВ Махачкала – ГПП II цепь (ВЛ-110-145)	1978	25,5		25,5	АС-150	42	46
34.	ВЛ 110 кВ Восточная – Буйнакск-2 (ВЛ-110-150)	1980	50,7	33,68	17,02	АС-240	40	44
35.	ВЛ 110 кВ ГПП – ЦПП (ВЛ-110-152)	2002	3,4	1,93	1,47	АС-150 АС-185	18	22
36.	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Компрессорная (ВЛ-110-153)	1982	3,7	3,7		АС-185/29	38	42
37.	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Компрессорная (ВЛ-110-154)	1982	3,7	3,7		АС-185/29	38	42
38.	ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155)	1966	6,7	5,6	1,1	АС-150	54	58
39.	ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Буйнакск-2 (ВЛ-110-160)	1970	9	8,4	0,6	АС-240	50	54
40.	ВЛ 110 кВ Миатлинская ГЭС – Буйнакск-2 (ВЛ-110-163)	1981	43,4	43,4		АС-240	39	43
41.	ВЛ 110 кВ Новая – Восточная (ВЛ-110-171)	1962	6	5,77	0,23	АС-150 АС-120	58	62
42.	ВЛ 110 кВ ЦПП – Восточная с отпайкой на ПС Юго-Восточная (ВЛ-110-172)	2002	11,15	9,68	1,47	АС-120 АС-185 АС-150	18	22
43.	Отпайка от ВЛ 110 кВ Юго-Восточная	1982	2		2	АС-150	38	42
44.	ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173)	1981	17,7	7,38	10,32	АС-240	39	43
45.	ВЛ 110 кВ Восточная – Приозерная I цепь с отпайкой на ПС Приморская (ВЛ-110-174)	1990	6,1		6,1	АСК-120	30	34
46.	ВЛ 110 кВ Восточная – Приозерная II цепь с отпайкой на ПС Приморская (ВЛ-110-175)	1990	6,1		6,1	АСК-120	30	34
47.	ВЛ 110 кВ Изберг Северная – Сергокала (ВЛ-110-177)	1972	35,6	35,6		АС-120	48	52
48.	ВЛ 110 кВ Леваши – Сергокала (ВЛ-110-182)	1997	35	29	6	АС-120	23	27
49.	ВЛ 110 кВ Чиркей ГПП–Ирганай ГПП (ВЛ-110-170)	1981	36,6	36,6		АС-150	39	43

1	2	3	4	5	6	7	8	9
50.	ВЛ 110 кВ Чирюрт-Карланюрт Тяговая (ВЛ-110-135)	1978	15,8	3,3	12,5	АС-150	42	46
51.	ВЛ 110 кВ Акташ – Карланюрт Тяговая (ВЛ-110-136)	1978	12,8	0,2	12,6	АС-150	42	46
52.	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	1978	23,1		23,1	АС-150	42	46
53.	ВЛ 110 кВ Миатли - Чиркей ГПП (ВЛ-110-138)	1966	10,1	10,0	0,1	АС-150	54	58
54.	ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)	1964	25,6	25,6		АС-120 АС-240	11	15
55.	ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Сулевкент (ВЛ-110-169)	2009	18,6	17,2	1,4	АС-150	11	15
56.	ВЛ 110 кВ Акташ – Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	1980	81,7	77,5	4,2	АС-150	40	44
57.	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Миатли (ВЛ-110-111)	1966, 2014	15,6	15,2	0,4	АС-240	54	58
58.	ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Кизляр-1 (ВЛ-110-109)	1964	33,0	30,2	2,8	АС-150 АС-95 АС-120	11	15
59.	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №1 (ВЛ-110-119)	1961, 2013	5,3	5,3		АС-240	59	63
60.	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120)	1962, 2013	5,3	5,3		АС-240	58	62
61.	ВЛ 110 кВ Акташ – Ярыксу (ВЛ-110-132)	1981	9,3	9,3		АС-185	39	43
62.	ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167). Участок от ПС 110 кВ Дылым до отпайки на ПС 110 кВ Аргвани	1977	42,8	42,8		АС-150	43	47
63.	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинская ГЭС №1 (ВЛ-110-161)	1985	14,5	5,0	9,5	АС-240	35	39
64.	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинская ГЭС №2 (ВЛ-110-162)	1985	14,5		14,5	АС-240	35	39
65.	ВЛ 110 кВ Миатлинская ГЭС – Буйнакск-2 (ВЛ-110-163)	1985	6,8		6,8	АС-240	35	39

1	2	3	4	5	6	7	8	9
66.	ВЛ 110 кВ Миатлинская ГЭС – Чиркей ГПП (ВЛ-110-164)	1986	12,6	10,8	1,8	АС-300	34	38
67.	ВЛ 110 кВ Миатли – Дылым (ВЛ-110-166)	1986	22,0	22,0		АС-150	34	38
68.	ВЛ 110 кВ Бабаюрт – Львовская (ВЛ-110-168)	1986	45,9	45,9		АС-120	34	38
69.	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртовских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	1957, 2011	5,7	2,3	3,4	АС-185	63	67
70.	ВЛ 110 кВ Кизилюртовская – Ярыксу (ВЛ-110-176)	1956, 2011	21,2	18,0	3,2	АС-185	64	68
71.	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Гельбахская ГЭС (ВЛ-110-184)	1998	2,4	2,4		АС-240 АС-2х300 АС-150	22	26
72.	ВЛ 110 кВ Сулак – Ярыксу (ВЛ-110-185)	1998	20,0	20,0		АС-240 АС-2х300	22	26
73.	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	1998	6,58	6,58		АС-240 АС-2х300 АС-185	22	26
74.	ВЛ 110 кВ Дербент – Изберг Северная с отпайками (ВЛ-110-105)	1958	78,07	72,47	5,6	АС-120	62	66
75.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Мамедкала	1987	0,03	0,03		АС-120	33	37
76.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Огни	1959	1,8	1,8		АС-120	61	65
77.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Изберг Южная	1961	0,05	0,05		АС-120	59	63
78.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Каякент	1982	0,35	0,35		АС-120	38	42
79.	ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107)	1963	26,7	24	2,7	АС-120	57	61
80.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Самур	1997	7	7		АС-120	23	27
81.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Дербент Тяговая	1973	2,4		2,4	АС-120	47	51
82.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Араблинка	1979	1,3	0,8	0,5	АС-120	41	45
83.	ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108)	1965	17	16,5	0,5	АС-70	55	59

1	2	3	4	5	6	7	8	9
84.	ВЛ 110 кВ Магарамкент – Усухчай с отпайкой на ПС Заречная (ВЛ-110-121)	1973	45	45		АС-70 АС-185	47	51
85.	ВЛ 110 кВ Дербент – Каякент Тяговая с отпайками (ВЛ-110-115)	1967	57,25	48,4	8,85	АС-120 АС-150	53	57
86.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Каякент	1982	0,8			АС-120	38	42
87.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Мамедкала	1987	1,2			АС-120	33	37
88.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Огни	1958	2,3			АС-120	62	66
89.	ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)	1965	26,78	24,08	2,7	АС-120	55	59
90.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Самур	1997	6,8			АС-120	23	27
91.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Дербент Тяговая	1973	2,4		2,4	АС-120	47	51
92.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Араблинка	1979	1,8	1,3	0,5	АС-120	41	45
93.	ВЛ 110 кВ Дербент – Дербент Северная	1974	5,6	1,2	4,4	АСК-150 АС-120	46	50
94.	ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Каякент Тяговая с отпайкой на ПС Изберг Южная (ВЛ-110-143)	1967	27,2	23,95	3,25	АС-120	53	57
95.	Отпайка от ВЛ 110 кВ ка Изберг Южная	1961	0,05	0,05		АС-120	59	63
96.	ВЛ 110 кВ Оружба – Тагиркент	1980	8,1	6,32	1,78	АС-95 АС-120	40	44
97.	ВЛ 110 кВ Касумкент – Магарамкент (ВЛ-110-151)	1967	24,5	24,5		АС-70 АС-95	53	57
98.	ВЛ 110 кВ Дербент – Геджух (ВЛ-110-156)	1983	20		20	АС-120	37	41
99.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Дербент Западная	1972	2,9		2,9	АС-120	48	52
100.	ВЛ 110 кВ Дербент – Геджух (ВЛ-110-157)	1983	20		20	АС-120	37	41
101.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Дербент Западная	1972	2,9		2,9	АС-120	48	52
102.	ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-	1981	12,5	12,5		АС-70	39	43

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	178)							
103.	ВЛ 110 кВ Магарамкент –Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179)	1983	25,25	23,67	1,58	АС-95 АС-70	37	41
104.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Морская	1971	0,02	0,02		АС-95	49	53
105.	ВЛ 110 кВ Ахты – Курах (ВЛ-110-186)	1987	22,3	22,3		АС-95 АС-70	33	37
106.	ВЛ 110 кВ Касумкент – Курах с отпайкой на ПС Капир	1968	46,99	46,99		АС-50 АС-70 АС-95	52	56
107.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Капир	1995	0,01	0,01		АС-70	25	29
108.	ВЛ 110 кВ Мамедкала – Кайтаг (ВЛ-10-192)	1968	28	17,3	10,7	АС-70	52	56
109.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Родниковая	1985	0,67	0,67		АС-70	35	39
110.	ВЛ 110 кВ Ахты – Усухчай (ВЛ-110-194)	1973	16	16		АС-70 АС-185	47	51
111.	ВЛ 110 кВ Затеречная – Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88)	1995	115,3	115,3		АС-150 АС-120	25	29
112.	ВЛ 110 кВ Артезиан-2 – Джигильта (ВЛ-110-181)	1980	30,5	30,5		АСК-120	40	44
113.	ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кочубей (ВЛ-110-165)	1986	71,3	71,3		АСК-150	34	38
114.	ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Александрия (ВЛ-110-147)	1980	34	34		АС-120	40	44
115.	ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Кизляр-1	1980	8,15	0,15	8	АС-185	40	44
116.	ВЛ 110 кВ Кочубей – Артезиан-2 (ВЛ-110-141)	1976	76,08	76,08		АС-120	44	48
117.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Таловка	1977	6,4	6,4		АСКП-70	43	47
118.	ВЛ 110 кВ Кочубей– Тарумовка с отпайкой на ПС Таловка (ВЛ-110-131)	1977	37,2	37,2		АС-120	43	47
119.	ВЛ 110 кВ отпайка на ПС Арсланбек	1979	1,5	1,5		АСКП-70	41	45
120.	ВЛ 110 кВ Тарумовка – Терекли-Мектеб (ВЛ-110-127)	1974	60,7	60,7		АСК-70	46	50
121.	ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-	1967	36,85	28,85	8	АС-185 АС-120	53	57

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	110-114)							
122.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Калиновка	1980	1,1	1,1		АСКП-120	40	44
123.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Коминтерн	1995	0,39	0,39		АС-95	25	29
124.	ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118)	1971	43,91	42,91	1	АС-185 АС-240	49	53
125.	ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133)	1972	21,5	19,2	2,3	АС-95	48	52
126.	ВЛ 110 кВ Гергебиль–Гунибская ГЭС (ВЛ-110-158)	1962, 2012	7,2	4	3,2	АС-150	58	62
127.	ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159)	1965	27,6	27,6		АС-150	55	59
128.	ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167). Участок от ПС 110 кВ Дылым до отпайки на ПС 110 кВ Аргвани	1979	17,4	17,4		АС-150	41	45
129.	ВЛ 110 кВ Тлох – Ботлих (ВЛ-110-180)	1967	21,4	21,4		АС-120	53	57
130.	ВЛ 110 кВ Леваши-Цудахар (ВЛ-110-183)	1967	24,6		0,1	АС-120 АС-150	53	57
131.	ВЛ 110 кВ Леваши – Акуша (ВЛ-110-187)	1988	18,2	18,1	0,1	АС-120	32	36
132.	ВЛ 110 кВ ГПП Ирганайская ГЭС – Ирганай ГПП (ВЛ-110-188)	1994	1,47	1,47		АС-300	26	30
133.	ВЛ 110 кВ Гунибская ГЭС–Хунзах с отпайкой на ПС Карадах (ВЛ-110-189)	1962, 2012	25,13	24,03	1,1	АС-150	58	62
134.	ВЛ 110 кВ Хунзах – Шамильская (ВЛ-110-190)	1970, 2004	21,5	21,3	0,2	АС-70 АС-120	50	54
135.	ВЛ 110 кВ Шамильское–Анцух (ВЛ-110-195)	2006	38,4	38,4		АС-95 АС-70	14	18
136.	Отпайка от ВЛ 110 кВ на ПС Гидатль	2006	3,1	3,1		АС-70	14	18
137.	ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах	2009	17,24	17,24		АС-240	11	15
138.	ВЛ 110 кВ ПС Гоцатлинская ГЭС – Гоцатлинская	2015	1,5	1,5		АС-240	5	9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
139.	ВЛ 110 кВ Гунибская ГЭС – Гуниб (ВЛ-110-193)	2005	7,2	7,2		АС-70 АС-120	15	19
140.	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – ЗФС (ЛХ1)	1969	2,2	-	2,2	АС-240	51	55
141.	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – ЗФС (ЛХ2)	1969	2,2	-	2,2	АС-240	51	55
Итого ВЛ 110 кВ, км			**2514,48**					

* Указаны длины участков ЛЭП, обслуживаемых АО «Дагестанская сетевая компания».

По состоянию на 2020 г. 544,38 км, или 22,05% ЛЭП выработают нормативный срок службы. В 2024 г. эта величина увеличится на 352,42 км и составит 896,8 км, или 35,66% от суммарной длины ВЛ 110 кВ.

Для поддержания уровня напряжений в Дагестанской энергосистеме установлены БСК. Перечень БСК, установленных на ПС АО «Дагестанская сетевая компания», со сводными данными по ним представлен в таблице 2.20.

Таблица 2.20. Устройства БСК, установленные на ПС АО «Дагестанская сетевая компания»

№ п/п	Диспетчерское наименование		Тип конденсаторной установки (конденсатора)	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность БСК, Мвар	Рабочая мощность БСК, Мвар	Техническое состояние
1.	ПС 110 кВ Анцух	БК-1	КРМ (УКЛ57)-10,5-4950 У1	2006	4,95	4,95	рабочее
		БК-2	КРМ (УКЛ57)-10,5-4950 У1	2006	4,95	4,95	рабочее
2.	ПС 110 кВ Леваши	БК-1	КРМ-(УКЛ56)-10,5-4950 У1	2009	4,95	4,95	рабочее
		БК-2	КРМ-(УКЛ56)-10,5-4950 У1	2009	4,95	4,95	рабочее
3.	ПС 110 кВ Кизляр-2	БК-1	КС2-0,66-40 У1	1982	5,3	4,96	рабочее
		БК-2	КМК2А-0,66-63-2У1	1982	5,3	5,04	рабочее
4.	ПС 110 кВ Кочубей	БК-1	КЭК-1-1,05-63 У1	1996	5,3	4,8	рабочее
		БК-2	КЭК-1-1,05-63 У1	1996	5,3	5,3	рабочее
5.	ПС 110 кВ Ахты	БК-1	КРМ-(УКЛ-56)-10,5-4950 У1	2009	4,95	4,95	рабочее
		БК-2	КРМ-(УКЛ-56)-10,5-4950 У1	2009	4,95	4,95	рабочее

Данные по трансформаторам, установленным на ПС, обслуживаемых АО «Дагестанская сетевая компания», приведены в таблице 2.21.

Таблица 2.21. Данные по трансформаторам, установленным на ПС, обслуживаемых АО «Дагестанская сетевая компания».

№ п/п	Диспетчерское наименование	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Номинальное напряжение, кВ	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы, лет.	
						2020 г.	2024 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ПС 110 кВ Дербент Северная	ТДНТ-22000	22	110/6	1972	48	52
		ТДТН-10000	10	110/35/6*	1970	50	54
2.	ПС 110 кВ Араблинка	ТМН-2500	2,5	110/10	1983	37	41
		ТМН-2500	2,5	110/10	1985	35	39
3.	ПС 110 кВ Дербент Западная	ТМН-6300	6,3	110/35/6 *	2002	18	22
		ТДН-10000	10	110/35/6 *	2010	10	14
4.	ПС 110 кВ Самур	ТДТН-10000	10	110/35/10*	1997	23	27
		ТДТН-10000	10	110/35/10*	1997	23	27
5.	ПС 110 кВ Магарамкент	ТМТГ-5600	5,6	110/35/10*	1968	52	56
		ТМТН-6300	6,3	110/35/10*	1989	31	35
6.	ПС 110 кВ Касумкент	ТМТН-6300	6,3	110/35/10	1981	39	43
		ТМТ-6300	6,3	110/35/10	1966	54	58
7.	ПС 110 кВ Ахты	ТДТН-10000	10	110/35/10	1997	23	27
		ТДТН-10000	10	110/35/10	1997	23	27
8.	ПС 110 кВ Заречная	ТМН-2500	2,5	110/10	1981	39	43
9.	ПС 110 кВ Курах	ТМТН-6300	6,3	110/35/10	1995	25	29
		ТДТН-10000	10	110/35/10	2011	9	13
10.	ПС 110 кВ Капир	ТМН-2500	2,5	110/10	1995	25	29
11.	ПС 110 кВ Тагиркент	ТМН-6300	6,3	110/10	1980	40	44
		ТМН-2500	2,5	110/10	1992	28	32
12.	ПС 110 кВ Огни	ТДТН-10000	10	110/35/6*	1976	44	48
		ТМТГ-5600	5,6	110/35/6*	1959	61	65
13.	ПС 110 кВ Геджух	ТДН-10000	10	110/10	1982	38	42
		ТМН-2500	2,5	110/10	1982	38	42
14.	ПС 110 кВ Мамедкала	ТДТН-16000	16	110/35/10	1987	33	37
		ТМТН-6300	6,3	110/35/10	1973	47	51
15.	ПС 110 кВ Усухчай	ТМН-6300	6,3	110/10	1976	44	48
		ТМТН6300	6,3	110/35/10*	1989	31	35
16.	ПС 110 кВ Советская	ТМН-2500	2,5	110/10	1995	25	29
17.	ПС 110 кВ Морская	ТМН-2500	2,5	110/10	1973	47	51
18.	ПС 110 кВ Кайтаг	ТДТН-16000	16	110/35/10	1986	34	38
		ТМТ-6300	6,3	110/35/10	1972	48	52
19.	ПС 110 кВ Родниковая	ТМН-2500	2,5	110/10	1981	39	43
20.	ПС 110 кВ Кизляр-1	ТДТН -16000	16	110/35/10	2006	14	18
		ТДТН -16000	16	110/35/10	1998	22	26
21.	ПС 110 кВ Кизляр-2	ТДТН-16000	16	110/35/10	2006	14	18
		ТДТН -10000	10	110/35/10	1980	40	44
22.	ПС 110 кВ Тарумовка	ТМТН-6300	6,3	110/35/10	1987	33	37
		ТМТН-6300	6,3	110/35/10	1978	42	46

1	2	3	4	5	6	7	8
23.	ПС 110 кВ Кочубей	ТМ-6300	6,3	110/35/10	1987	33	37
		ТМТ-6300	6,3	110/35/10	1984	36	40
24.	ПС 110 кВ	ТМТН-6300	6,3	110/35/10	1979	41	45
	Александрия	ТМТН-6300	6,3	110/35/10	1979	41	45
25.	ПС 110 кВ	ТМТН-6300	6,3	110/35/10	1974	46	50
	Терекли-Мектеб	ТМТ-6300	6,3	110/35/10	2004	16	20
26.	ПС 110 кВ Арсланбек	ТМН-2500	2,5	110/10	1995	25	29
27.	ПС 110 кВ Джигильта	ТМН-2500	2,5	110/10	1999	21	25
28.	ПС 110 кВ Калиновка	ТМН-2500	2,5	110/10	1983	37	41
29.	ПС 110 кВ Таловка	ТМН-2500	2,5	110/10	1986	34	38
30.	ПС 110 кВ Коминтерн	ТМН-2500	2,5	110/10	2003	17	21
31.	ПС 110 кВ Гергебиль	ТДТН-25000	25	110/35/10	2014	6	10
		ТДТН-25000	25	110/35/10	2014	6	10
32.	ПС 110 кВ Ботлих	ТДТН-10000	10	110/35/10	1995	25	29
		ТДТН-16000	16	110/35/10	2012	8	12
33.	ПС 110 кВ Леваши	ТДН-10000	10	110/10	2007	13	17
		ТДН-10000	10	110/10	2010	10	14
34.	ПС 110 кВ Цудахар	ТДТН-10000	10	110/35/10	2007	13	17
		ТДТН-10000	10	110/35/10	2007	13	17
35.	ПС 110 кВ Хунзах	ТДН-16000	16	110/10	2014	6	10
		ТДН-16000	16	110/10	2014	6	10
36.	ПС 110 кВ Тлох	ТДТН-10000	10	110/35/10	2014	6	10
		ТДТН-10000	10	110/35/10	2014	6	10
37.	ПС 110 кВ Карадах	ТДН-10000	10	110/10	2012	8	12
		ТМН-2500	2,5	110/6	1980	40	44
38.	ПС 110 кВ Тлайлух	ТМ-6300	6,3	110/10	2007	13	17
39.	ПС 110 кВ Аргвани	ТМН-6300	6,3	110/10	2007	13	17
40.	ПС 110 кВ Акуша	ТДТН-10000	10	110/35/10	2002	18	22
		ТДТН-16000	16	110/35/10	2013	7	11
41.	ПС 110 кВ Заиб	ТМН-6300	6,3	110/10	2004	16	20
42.	ПС 110 кВ	ТМТН-6300	6,3	110/35/10	2006	14	18
	Шамильское	ТМН-6300	6,3	110/10	2006	14	18
43.	ПС 110 кВ Гуниб	ТДТН-10000	10	110/35/10	2005	15	19
		ТДТН-10000	10	110/35/10	2005	15	19
44.	ПС 110 кВ Анцух	ТДТН-10000	10	110/35/10	2006	14	18
		ТДТН-10000	10	110/35/10	2006	14	18
45.	ПС 110 кВ Гидатль	ТМН-6300	6,3	110/10	2006	14	18
46.	ПС 110 кВ Майданское	ТДН-10000	10	110/10	нд	нд	нд
47.	ПС 110 кВ	ТДН-10000	10	110/10	2011	9	13
	Гоцатлинская	ТДН-10000	10	110/10	2011	9	13
48.	ПС 110 кВ Головной узел	ТМН-2500	2,5	110/6	2008	12	16
49.	ПС 110 кВ	ТДТН-16000	16	110/35/6	1984	36	40
	Ирганай ГПП	ТДТН-16000	16	110/35/6	1984	36	40
50.	ПС 110 кВ Ярыксу	ТДТН-25000	25	110/35/10	2006	14	18
		ТДТН-25000	25	110/35/10	2010	10	14
51.	ПС 110 кВ Акташ	ТДТН-25000	25	110/35/10	2012	8	12
		ТДТН-16000	16	110/35/10	1989	31	35

1	2	3	4	5	6	7	8
52.	ПС 110 кВ Бабаюрт	ТДТН-16000	16	110/35/10	1998	22	26
		ТДТН-10000	10	110/35/10	1979	41	45
53.	ПС 110 кВ Дылым	ТДТН-10000	10	110/35/10	1991	29	33
		ТДТН-10000	10	110/35/10	1987	33	37
54.	ПС 110 кВ Львовская	ТДТН-16000	16	110/35/10	1992	28	32
55.	ПС 110 кВ Чиркей ГПП	ТДТН-10000	10	110/35/6	1966	54	58
		ТДТН-16000	16	110/35/6	1976	44	48
56.	ПС 110 кВ Кизилюртовская	ТДТН-10000	10	110/35/10	1992	28	32
57.	ПС 110 кВ Куруш	ТМН-5600	5,6	110/35/10	2008	12	16
		ТМТГ-6300	6,3	110/35/10	1987	33	37
58.	ПС 110 кВ Сулак	ТДТН-10000	10	110/35/10	1996	24	28
		ТДТН-10000	10	110/35/10	1998	22	26
59.	ПС 110 кВ Миатли	ТМ-6300	6,3	110/35/6	1974	46	50
		ТМ-6300	6,3	110/35/6	1974	46	50
60.	ПС 110 кВ Сулевкент	ТМН-6300	6,3	110/35/10	1987	33	37
61.	ПС 110 кВ ГПП	ТДТН-31500	31,5	110/6	1971	49	53
		ТРДН-40000	40	110/6	2014	6	10
62.	ПС 110 кВ Компас	ТДН-16000	16	110/10	1983	37	41
		ТДН-16000	16	110/10	1981	39	43
63.	ПС 110 кВ ЦПП	ТДТН-25000	25	110/10/6	1983	37	41
		ТДТН-25000	25	110/10/6	1983	37	41
64.	ПС 110 кВ Новая	ТДТН-40000	40	110/35/6	1977	43	47
		ТДТН-40000	40	110/35/6	1978	42	46
65.	ПС 110 кВ Махачкала-110	ТДТН-25000	25	110/35/10	1988	32	36
		ТДТН-25000	25	110/35/10	2008	12	16
66.	ПС 110 кВ Буйнакск-1	ТДТН-25000	25	110/35/6	2008	12	16
		ТДТН-25000	25	110/35/6	2008	12	16
67.	ПС 110 кВ Рассвет	ТДТН-10000	10	110/35/6	2006	14	18
		ТДТН-16000	16	110/35/6	1989	31	35
68.	ПС 110 кВ Очистные сооружения	ТДН-10000	10	110/6	1980	40	44
		ТРДН-25000	25	110/6/6	1989	31	35
69.	ПС 110 кВ Изберг Северная	ТДТН-16000	16	110/35/10	1979	41	45
		ТДТН-16000	16	110/35/10	1979	41	45
70.	ПС 110 кВ Изберг Южная	ТМН-6300	6,3	110/6	2009	11	15
		ТМН-6300	6,3	110/6	2008	12	16
71.	ПС 110 кВ Восточная	ТРДН-25000	25	110/10/10	2001	19	23
		ТРДН-25000	25	110/10/10	1990	30	34
72.	ПС 110 кВ Приозерная	ТДТН-25000	25	110/35/6	1980	40	44
		ТДТН-25000	25	110/35/10	1990	30	34
73.	ПС 110 кВ Юго-Восточная	ТДН-10000	10	110/6	2008	12	16
		ТДН-10000	10	110/6	2008	12	16
74.	ПС 110 кВ Сергокала	ТДТН-16000	16	110/35/10	2015	5	9
		ТМТН-6300	6,3	110/35/10	1990	30	34
75.	ПС 110 кВ Приморская	ТДН-16000	16	110/6	2008	12	16
		ТДН-16000	16	110/10	2012	8	12
76.	ПС 110 кВ Новый Чиркей	ТДН-10000	10	110/10	2009	11	15
77.	ПС 110 кВ Насосная-1	ТМН-6300	6,3	110/6	1978	42	46
78.	ПС 110 кВ	ТМН-6300	6,3	110/6	1981	39	43

1	2	3	4	5	6	7	8
	Насосная-2	ТМН-6300	6,3	110/6	1986	34	38
79.	ПС 110 кВ Буйнакск-2	ТДТН-16000	16	110/35/6	2008	12	16
		ТДТН-16000	16	110/35/6	2005	15	19
80.	ПС 110 кВ	ТРДН-25000	25	110/6/6	2004	16	20
	Точная механика	ТДН-16000	16	110/6	1989	31	35
81.	ПС 110 кВ ГКС	ТРДН-40000	40	110/10/10	1982	38	42
		ТРДН-40000	40	110/10/10	1982	38	42
82.	ПС 110 кВ Берег	ТМН-6300	6,3	110/10	2012	8	12
83.	ПС 110 кВ	ТДТН-10000	10	110/35/6	1968	52	56
	Южно-Сухокумск	ТДТ-10000	10	110/35/6	1966	54	58
84.	ПС 110 кВ ЗФС	ТДТН-40000	40	110/35/6	1989	31	35
		ТДТН-31500	31,5	110/35/6	1967	53	57
85.	ПС 110 кВ Каякент	ТДН-10000	10	110/10	1982	38	42
		ТМН-6300	6,3	110/10	1985	35	39
86.	ПС 110 кВ Шамхал	ТДТН-25000	25	110/35/10	2012	8	12
		ТДТН-16000	16	110/35/10	1980	40	44
Суммарная мощность трансформаторов 110 кВ, МВА			1882,1				

* Указаны трансформаторы, в которых не задействована обмотка среднего напряжения.

Согласно таблице 2.21 всего на 86 ПС АО «Дагестанская сетевая компания» установлено 150 трансформаторов 110 кВ общей номинальной мощностью 1882,1 МВА.

На территории Республики Дагестан также функционируют небольшие сетевые компании, эксплуатирующие оборудование напряжением 110 кВ, в том числе СП «Трансэнерго» – филиала ОАО «РЖД», в ведении которой находится 5 тяговых ПС 110 кВ, филиал «Северо-Кавказский» ОАО «Оборонэнерго», в собственности которого одна ПС 110 кВ.

Данные по трансформаторам, установленным на ПС ОАО «Оборонэнерго», тяговых ПС СП «Трансэнерго» и ПС других компаний, приведены в таблице 2.22.

Таблица 2.22. Данные по трансформаторам, установленным на ПС других собственников

№ п/п	Диспетчерское наименование	Тип трансформатора	Мощ-ть, МВА	Номинальное напряжение, кВ	Год ввода в экспл	Срок службы, лет.	
						2020 г.	2024 г.
СП «Трансэнерго»							
1.	ПС 110 кВ Дербент Тяговая	ТДТНЭ-25000	25	110/27/10	1973	47	51
		ТДТНЭ-25000	25	110/27/10	1973	47	51
2.	ПС 110 кВ Шамхал Тяговая	ТДНЖ-40000	40	110/27/10	1977	43	47
		ТДНЖ-40000	40	110/27/10	1977	43	47
3.	ПС 110 кВ Манас Тяговая	ТДНЖ-25000	25	110/27/10	1977	43	47
		ТДНЖ-25000	25	110/27/10	1977	43	47
4.	ПС 110 кВ Каякент Тяговая	ТДНЖ-25000	25	110/27/10	1977	43	47
		ТДНЖ-25000	25	110/27/10	1977	43	47
5.	ПС 110 кВ Карланюрт Тяговая	ТДНЖ-40000	40	110/27/10	1977	43	47
		ТДНЖ-40000	40	110/27/10	1977	43	47
Суммарная мощность трансформаторов 110 кВ, МВА			**310**				
ОАО «Оборонэнерго»							
6.	ПС 110 кВ Миарсо	ТДТН-16000	16	110/35/10	2006	14	18
		ТДТН-16000	16	110/35/10	2006	14	18
Суммарная мощность трансформаторов 110 кВ, МВА			**32**				
Другие собственники							
7.	ПС 110 кВ Новый Ирганай	н/д	6,3	110/10	н/д	-	-
		н/д	6,3	110/10	н/д	-	-
8.	ПС 110 кВ Речная	н/д	10	110/10	н/д	-	-
		н/д	10	110/10	н/д	-	-
9.	ПС 110 кВ Оружба	н/д	6,3	110/10	н/д	-	-
		н/д	6,3	110/10	н/д	-	-
10.	ПС 110 кВ Уйташ-1	н/д	6,3	110/6	2018	2	6
		н/д	6,3	110/6	2018	2	6
11.	ПС 110 кВ Уйташ-2	н/д	6,3	110/6	2018	2	6
		н/д	6,3	110/6	2018	2	6
12.	ПС 110 кВ Стекольная	н/д	63	110/35/10	н/д	-	-
		н/д	63	110/35/10	н/д	-	-
Суммарная мощность трансформаторов 110 кВ, МВА			**196,4**				
Итого, МВА			**538,4**				

На ПС 110 кВ Миарсо (ОАО «Оборонэнерго»), построенной в 2007 г., размещены две БСК типа КРМ - (УКЛ-56)-10,5-4950 У1 установленной и рабочей мощностью 4,95 МВАр каждая. Замены трансформаторов и БСК на ПС Миарсо не требуется.

На балансе других сетевых компаний находятся три одноцепные ВЛ 110 кВ общей протяженностью 105,6 км:

ВЛ-110 №197 ПС Ирганай ГПП – Гоцатлинская – 36,7 км;

ВЛ-110 №196 ПС Ботлих – Миарсо – 9,6 км;

ВЛ-110 №198 ПС Гоцатлинская–Гергебиль-110 – 15 км.

Перечень одиннадцати ПС 110 кВ с РУ 110 кВ, выполненных без необходимых выключателей, приведен в таблице 2.23.

Таблица 2.23. Перечень ПС 110 кВ без выключателей в РУ ВН

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения, кВ	Балансовая принадлежность	Недостатки схемы
1	2	3	4	5
1.	ПС 110 кВ Огни	110/35/6	АО «Дагестанская сетевая компания»	подключение трансформаторов к транзитным ЛЭП 110 кВ без коммутационного оборудования
2.	ПС 110 кВ Каякент	110/10	АО «Дагестанская сетевая компания»	подключение трансформаторов к транзитным ЛЭП 110 кВ без коммутационного оборудования
3.	ПС 110 кВ Рассвет	110/35/6	АО «Дагестанская сетевая компания»	подключение трансформаторов к транзитным ЛЭП 110 кВ без коммутационного оборудования
4.	ПС 110 кВ Насосная-2	110/6	АО «Дагестанская сетевая компания»	подключение трансформатора к транзитной ЛЭП 110 кВ без коммутационного оборудования
5.	ПС 110 кВ Насосная-1	110/6	АО «Дагестанская сетевая компания»	подключение трансформаторов к транзитным ЛЭП 110 кВ без коммутационного оборудования
6.	ПС 110 кВ Юго-Восточная	110/10	АО «Дагестанская сетевая компания»	подключение трансформаторов к транзитным ЛЭП 110 кВ без коммутационного оборудования
7.	ПС 110 кВ Дылым	110/35/10	АО «Дагестанская сетевая компания»	подключение одного трансформатора к транзитной ЛЭП 110 кВ без коммутационного оборудования
8.	ПС 110 кВ Приморская	110/10	АО «Дагестанская сетевая компания»	подключение трансформаторов к тупиковым ЛЭП 110 кВ без коммутационного оборудования
9.	ПС 110 кВ Сулевкент	110/10	АО «Дагестанская сетевая компания»	подключение одного трансформатора к транзитной ЛЭП 110 кВ без коммутационного оборудования
10.	ПС 110 кВ Карланюрт Тяговая	110/27/10	СП «Трансэнерго»	подключение трансформаторов к транзитным ЛЭП 110 кВ без коммутационного оборудования

1	2	3	4	5
11.	ПС 110 кВ Каякент Тяговая	110/27/10	СП «Трансэнерго»	подключение трансформаторов к транзитным ЛЭП 110 кВ без коммутационного оборудования

На 23 ПС 110 кВ Дагестанской энергосистемы установлен один трансформатор. Однотрансформаторным являются следующие ПС: 110 кВ Берег, 110 кВ Львовская, 110 кВ Сулевкент, 110 кВ Заречная, 110 кВ Калиновка, 110 кВ Таловка, 110 кВ Коминтерн, 110 кВ Аргвани, 110 кВ Тлайлух, 110 кВ Заиб, 110 кВ Геджух, 110 кВ Гидатль, 110 кВ Капир, 110 кВ Родниковая, 110 кВ Советская, 110 кВ Морская, 110 кВ Арсланбек, 110 кВ Джигильта, 110 кВ Майданское, 110 кВ Головной узел, 110 кВ ГЩЗ, 110 кВ Новый Чиркей, 110 кВ Насосная-1 и 110 кВ Речная.

На 10 ПС 110 кВ, несмотря на установку там двух трансформаторов, резервирование по высокой стороне также не обеспечено из-за подключения обоих трансформаторов к одной питающей ЛЭП 110 кВ. К таким относятся следующие ПС: 110 кВ Дербент Северная, 110 кВ Кайтаг, 110 кВ Новый Ирганай, 110 кВ Карадах, 110 кВ Анцух, 110 кВ Гуниб, 110 кВ Александрия, 110 кВ Терекли-Мектеб, 110 кВ Южно-Сухокумск, 110 кВ Миарсо.

В электросетевом хозяйстве Дагестанской энергосистемы:

57% трансформаторного парка 330 кВ отработало нормативный срок службы 25 лет;

около 22% ЛЭП 110 кВ выработало нормативный срок службы 50 лет;

половина трансформаторного парка 110 кВ отработало нормативный срок службы 25 лет;

технический уровень сетей 110 кВ не соответствует современным нормам проектирования: на 15% ПС РУ ВН выполнено с использованием устаревших ОД и КЗ, 11% ПС подключено к питающим ЛЭП без необходимых выключателей 110 кВ;

на 34 % ПС 110 кВ не обеспечено резервирование по высокой стороне, из которых 24 % ПС являются однотрансформаторными.

2.11. Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Дагестан

Дагестанская энергосистема граничит с пятью энергосистемами (рисунок 2.8), в том числе:

энергосистемой Ставропольского края

ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт,

ВЛ 110 кВ Затеречная — Кочубей с отпайками (ВЛ 110-88),

ВЛ 35 кВ Затеречная — Южно-Сухокумск (ВЛ- 35-527));

энергосистемой Республики Северная Осетия–Алания

ВЛ 330 кВ Моздок – Артем;

энергосистемой Чеченской Республики

ВЛ 330 кВ Грозный–Чирюрт,

ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (ВЛ 110-128),
ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (ВЛ 110-149),
ВЛ 110 кВ Кизляр-1–Каргалиновская (ВЛ 110-148),
ВЛ 35 кВ Кизляр-1 – Бороздиновская (ВЛ-35-55а);
энергосистемой Республики Калмыкия
ВЛ-110 Кочубей-Артезиан-2 (ВЛ 110-141);
энергосистемой Азербайджанской Республики
ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз (ВЛ 330 кВ Дербентская),
ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама (ВЛ 110 кВ Яламинская).

В нормальном режиме ВЛ 35 кВ Затеречная — Южно-Сухокумск (ВЛ-35-527), ВЛ 35 кВ Кизляр-1– Бороздиновская (ВЛ-35-55а) и ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама (ВЛ 110 кВ Яламинская) работают разомкнуто, межсистемные перетоки мощности по ним не осуществляются.

По ВЛ 110 кВ Затеречная — Кочубей с отпайками (ВЛ 110-88) осуществляется в нормальном режиме питание нагрузки Дагестанской энергосистемы (ПС 110 кВ Южно-Сухокумск, Коминтерн, Таловка, Тарумовка, Калиновка, Арсланбек, Терекли-Мектеб и 1 СШ 110 кВ ПС Кочубей) по тупиковой схеме за счет отключения выключателя В-114 (ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114)) на ПС 110 кВ Кизляр-2 и ШОВ-110 на ПС 110 кВ Кочубей.

По ВЛ 330 кВ Дербент–Хачмаз (ВЛ 330 кВ Дербентская) осуществляется параллельная работа ОЭС Юга с энергосистемой Азербайджана. ВЛ 110 кВ Белиджи–Ялама используется только в аварийных режимах и ремонтных схемах.

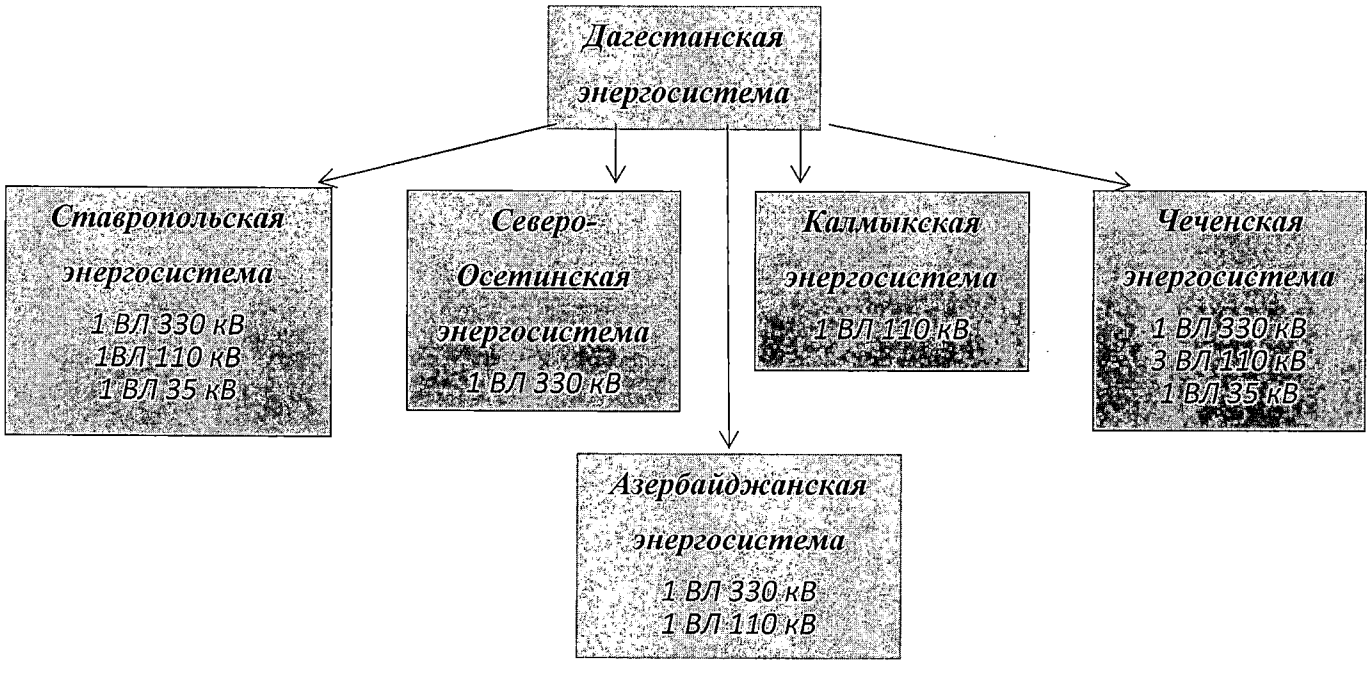


Рисунок 2.8. Блок-схема внешних электрических связей Дагестанской энергосистемы.

Параллельная работа ОЭС Юга с энергосистемой Азербайджана, а также электроснабжение Центрального (г. Махачкала) и Южного (городов Избербаш и Дербент) районов Дагестанской энергосистемы осуществляется по одной транзитной электропередаче 330 кВ Чирюрт–Артем–Махачкала–Дербент–Хачмаз–Ялама протяженностью более 400 км, не имеющей достаточно мощных параллельных связей (имеются только связи на напряжении 110 кВ, шунтирующие транзит 330 кВ).

Пропускная способность внешних связей энергосистемы Республики Дагестан по условиям токовой загрузки приведена в таблице 2.24.

Таблица 2.24. Пропускная способность внешних связей энергосистемы Республики Дагестан

Наименование ЛЭП	Допустимый ток зимой при t=-+10°С, А	Ориентировочная допустимая мощность зимой при t=-+10°С, МВт	Ограничивающий элемент зимой	Допустимый ток летом при t=+35°С, А	Ориентировочная допустимая мощность летом при t=+35°С, МВт	Ограничивающий элемент летом
1	2	3	4	5	6	7
ВЛ 330 кВ Буденновск–Чирюрт	1633	882	провод ВЛ и ошиновка ПС Чирюрт	1250	675	провод ВЛ и ошиновка ПС Чирюрт
	1960	1058		1505	813	
ВЛ 330 кВ Грозный–Чирюрт	1633	882	провод ВЛ, ошиновка ПС Грозный и Чирюрт	1250	675	провод ВЛ, ошиновка ПС Грозный и Чирюрт
	1960	1058		1505	813	
ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный	1633	882	провод ВЛ, ошиновка ПС Владикавказ и Грозный	1250	675	провод ВЛ, ошиновка ПС Владикавказ и Грозный
	1960	1058		1505	813	
ВЛ 330 кВ Моздок – Артем	1000	540	ТТ ПС Моздок	1000	540	ТТ ПС Моздок
	1200	648		1200	648	
ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз	1633	882	провод ВЛ, ошиновка ПС Дербент	1250	675	провод ВЛ, ошиновка ПС Дербент
	1960	1058		1505	813	
ВЛ 110 кВ Затеречная — Кочубей с отпайками (ВЛ-110-88)	320	57	ТТ ПС Затеречная	320	57	ТТ ПС Затеречная
	360	64		360	64	
ВЛ 110 кВ Ярыксу – Ойсунгур (ВЛ-110-128)	437	78	провод ВЛ	334	60	провод ВЛ
	524	93		403	72	
ВЛ 110 кВ Акташ – Гудермес Тяговая (ВЛ-110-149)	587	108	провод ВЛ и ошиноака ПС Гудермес	449	80	провод ВЛ и ошиновка ПС Гудермес-Тяговая
	660	118		541	97	

1	2	3	4	5	6	7
ВЛ 110 кВ Кизляр-1– Каргалиновская (ВЛ-110-148)	518	93	провод ВЛ и ошиновка ПС Кизляр-1 и Каргалиновская	396	71	провод ВЛ и ошиновка ПС Кизляр-1 и Каргалиновская
	600	107	ТТ и заградитель ПС Кизляр-1	477	85	
ВЛ-110 Кочубей – Артезиан-2 (ВЛ-110-141)	449	80	провод ВЛ и ошиновка ПС Артезиан-2	343	61	провод ВЛ и ошиновка ПС Артезиан-2
	538	96		413	74	
ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама (ВЛ 110 Яламинская)	300	54	ТТ ПС Белиджи	290	52	провод ВЛ
	300	54		300	54	ТТ ПС Белиджи
ВЛ 35 кВ Затеречная — Южно-Сухокумск	380	21	провод ВЛ	290	18	провод ВЛ
	456	26		348	22	
ВЛ 35 кВ Кизляр-1 Бороздиновская	380	21	провод ВЛ	290	18	провод ВЛ
	456	26		348	22	

* В верхней части строки приведены длительно-допустимые значения токов и мощностей, на нижней части строки приведены значения аварийно-допустимых токов и мощностей.

Линии электропередачи 330 кВ, обеспечивающие транзитные перетоки между Дагестанской энергосистемой и ОЭС Юга, между Дагестанской энергосистемой и Азербайджаном, имеют существенную пропускную способность по току (таблица 2.24), но пропускная способность внешних связей ограничивается статической устойчивостью сечений, образованных данными ЛЭП. В энергосистеме Республики Дагестан контролируется пять внешних сечений: «Дагестан–ОЭС», «ОЭС–Дагестан», «Избыток Дагестана», «Дефицит Дагестана» и «ВЛ 330 кВ Дербент–Хачмаз».

В сечение «Дагестан – ОЭС» входят ЛЭП:

ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт,

ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт,

ВЛ 330 кВ Моздок – Артем.

Замер мощности в сечении осуществляется на шинах ПС 330 кВ Чирюрт и ПС 330 кВ Артем в направлении от шин (переток направлен из Дагестана в ОЭС Юга).

Сечение «ОЭС–Дагестан» состоит из ЛЭП:

ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт,

ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный,

ВЛ 330 кВ Моздок – Артем.

Замер мощности в сечении осуществляется на шинах 330 кВ ПС 500 кВ Буденновск, ПС 330 кВ Моздок и ПС 330 кВ Владикавказ-2 в направлении от шин (переток направлен из ОЭС Юга в Дагестан).

Сечение «Избыток Дагестана»:

ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт,

ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт,

ВЛ 330 кВ Моздок – Артем,

ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз.

Замер мощности в сечении осуществляется на шинах ПС 330 кВ Чирюрт, ПС 330 кВ Артем и ПС 330 кВ Дербент в направлении от шин (переток направлен из Дагестана в ОЭС Юга и Азербайджан).

Сечение «Дефицит Дагестана»:

ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт,

ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный,

ВЛ 330 кВ Моздок – Артем,

ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз.

Замер мощности в сечении осуществляется на шинах 330 кВ ПС 500 кВ Буденновск, ПС 330 кВ Владикавказ-2, ПС 330 кВ Моздок в направлении от шин и на ПС 330 кВ Дербент в направлении к шинам (переток направлен из ОЭС Юга и Азербайджана в Дагестан).

Сечение «ВЛ 330 кВ Дербент–Хачмаз» состоит из одной ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз (ВЛ 330 кВ «Дербентская»). Замер на ПС 330 кВ Дербент, направление перетока в обе стороны.

2.12. Динамика основных показателей энерго- и электро-эффективности за 5 лет (энергоемкость валового регионального продукта, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность труда в экономике)

К основным показателям энергоэффективности относятся:

Энергоемкость ВРП (т.у.т./млн руб.) – отношение величины потребления энергоресурсов на территории региона к ВРП. Энергоемкость ВРП может быть определена по валовому или конечному потреблению энергоресурсов.

Электроемкость ВРП (тыс. кВт.ч/млн руб.) – отношение величины потребления электрической энергии к ВРП в определенном году.

Электровооруженность труда (тыс. кВт.ч/чел.) – показатель, характеризующий уровень потребленной в производстве электроэнергии или электрической мощности в единицу рабочего времени или одним рабочим. В настоящем отчете электровооруженность труда определяется как отношение общей величины потребленной в производстве электрической энергии за период к среднесписочному числу рабочих.

В таблице 2.25 представлена динамика энергоемкости ВРП по валовому потреблению энергоресурсов и укрупненных удельных показателей электропотребления в период с 2014 по 2018 гг.

Таблица 2.25. Динамика укрупненных удельных показателей энергопотребления в Республике Дагестан за 2014-2018 гг.

Показатели	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Энергоемкость ВРП по валовому потреблению, кг.у.т./млн руб.	- *	1,66	1,34	1,26	-*
Электроемкость ВРП, кг. у.т./ млн руб.	0,96	0,74	1,09	1,05	1,09
Электропотребление в расчете на душу населения, тыс. кВт.ч/ чел.	0,48	0,52	0,58	0,64	0,81
Электровооруженность труда в экономике, тыс. кВт. ч./ чел.	1,07	1,25	1,22	1,38	1,42
Электровооруженность труда в промышленном производстве, тыс. кВт.ч/ чел. (по правой оси)	3,91	3,51	4,14	5,95	5,79

Источник данных: Росстат

** Данные по энергоемкости за 2014, 2018 г. в Росстате отсутствуют*

При этом в 2018 году рассматриваемые показатели в основном демонстрировали максимальные значения, за исключением электровооруженности труда в промышленном производстве.

В период 2014 – 2016 гг. энергоемкость ВРП снижалась: в 2015 году на 19%, в 2016 году на 6% от значений предыдущего периода. При этом в 2015 г. произошло незначительное увеличение электроемкости ВРП. Увеличение составило менее 4% относительно значений 2017 года.

Стоит отметить, что в 2018 г. произошел резкий рост величины электропотребления в расчете на душу населения в Республике Дагестан. Данный факт в первую очередь вызван статистической погрешностью в значении потребления электроэнергии в бытовом секторе, т.к. объективные причины и статистические закономерности такого резкого роста отсутствуют.

3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Дагестан

Энергоузлы (энергорайоны) на территории энергосистемы, в которых при расчетных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима:

1. Энергорайон № 1. Центральный энергорайон Республики Дагестан;
2. Энергорайон № 2. Южный энергорайон Республики Дагестан.

3.1. Энергорайон № 1. Центральный энергорайон Республики Дагестан

Краткое описание энергорайона:

В Центральный энергорайон входят следующие ПС 330-110 кВ и электростанции: ПС 330 кВ Чирюрт, ПС 330 кВ Махачкала, ПС 330 кВ Артем, ПС 110 кВ Шамхал, ПС 110 кВ Шамхал Тяговая, ПС 110 кВ Компас, ПС 110 кВ Махачкала-110, ПС 110 кВ ГПП, ПС 110 кВ Восточная, ПС 110 кВ Буйнакск-1, ПС 110 кВ Буйнакск-2, ПС 110 кВ Новая, ПС 110 кВ Приморская, ПС 110 кВ

Приозерная, ПС 110 кВ ЦПП, ПС 110 кВ Юго-Восточная, ПС 110 кВ Насосная-1, ПС 110 кВ Точная механика, ПС 110 кВ Очистные сооружения, ПС 110 кВ Берег, ПС 110 кВ Стекольная, ПС 110 кВ Каспийская ТЭЦ, ПС 110 кВ Уйташ-1, ПС 110 кВ Уйташ-2, Чиркейская ГЭС, Миатлинская ГЭС, Махачкалинская ТЭЦ.

3.1.1.

а) описание проблемы энергорайона № 1

Краткое описание характерного периода года, схемно-режимной или режимно-балансовой ситуации, при которых при расчетных условиях имеет место (прогнозируется) недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима:

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в режиме зимних максимальных нагрузок 2019 года при температуре ОЗМ (-6 °С) при аварийном отключении 1 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Махачкала возникает перегруз АТ-1 ПС 330 кВ Артем выше длительно-допустимой величины на 32,4 % и выше аварийно-допустимой величины на 5,9 % (Iрасч=997 А, Iдл.доп=753 А, Iав.доп=941 А).

Описание фактических случаев по энергорайону: фактические случаи отсутствуют;

б) перечень схемно-режимных мероприятий, рассмотренных для обеспечения ввода электроэнергетического режима в допустимую область:

Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений схемно-режимных мероприятий недостаточно, необходим ввод ГАО;

в) перечень мероприятий, необходимых для исключения энергоузлов (энергорайонов) энергосистемы из перечня «узких» мест, с указанием их наличия в инвестиционных программах, технических условиях на технологическое присоединение, схемах и программах развития Единой энергетической системы России, схемах и программах перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации и т.д.

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз, необходима установка АТ-2 125 МВА на ПС 330 кВ Артем (в утвержденной СиПР ЕЭС России на 2019-2025 гг.; ИП ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг. и доработанном проекте корректировки ИП ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг.– 2020 год);

г) представление результатов расчетов для каждого из рассмотренных в соответствии с СТО характерных периодов, для которого выявлена необходимость применения графиков ограничения режима потребления для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима с учетом реализации всех предусмотренных СТО схемно-режимных мероприятий, в табличной форме:

Таблица 3.1.

Схемно-режимная или режимно-балансовая ситуации, при которых при расчетных условиях имеет место (прогнозируется) недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима в характерный период: Зимний режим максимальных нагрузок при температуре ОЗМ (0 °С) 2019 года. Прогнозное потребление Дагестанской энергосистемы 1317 МВт	
Рассматриваемая схемно-режимная ситуация в соответствии с СТО: Аварийное отключение 1 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме	
Требования к параметрам электроэнергетического режима	Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийном режиме и отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН по истечении 20 минут
Определенные на основании расчетов электроэнергетических режимов элементы электрической сети, в которых при расчетных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима	Перегруз на 32,4 % выше длительно-допустимой величины и на 5.9 % выше аварийно-допустимой величины АТ-1 ПС 330 кВ Артем (Iрасч=997 А, Iдл.доп=753 А, Iав.доп=941 А)
Схемно-режимные мероприятия	Необходимо: загрузить до максимума Миатлинскую ГЭС, Каскад Чирюртских ГЭС, Гельбахскую ГЭС и Ирганайскую ГЭС; выделить Г-1 (Г-2 через СВ-110) Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная; снизить переток в энергосистему Чеченской Республики до 56 МВт; перевести часть потребителей (до 22 МВт) энергосистемы Республики Дагестан на центры питания Республики Калмыкия
Результаты применения схемно-режимных мероприятий	Перегруз на 19.3 % выше длительно-допустимой величины АТ-1 ПС 330 кВ Артем (Iрасч=897 А, Iдл.доп=753 А, Iав.доп=941 А).
Технические решения при невозможности обеспечения требований к параметрам электроэнергетического режима без ввода ГАО и с учетом необходимости включения потребителей, отключенных действием существующей ПА, после реализации схемно-режимных мероприятий	Установка АТ-2 125 МВА на ПС 330 кВ Артем
Параметры электроэнергетического режима после реализации предлагаемых технических решений	Загрузка АТ-1 ПС 330 кВ Артем составляет 88 % от длительно-допустимой величины (Iрасч=660 А, Iдл.доп=753 А, Iав.доп=941 А)

3.1.2.

а) описание проблемы Энергорайона № 1

Краткое описание характерного периода года, схемно-режимной или режимно-балансовой ситуации, при которых при расчетных условиях имеет место (прогнозируется) недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима:

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в режиме летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца (30 °С) 2019 года в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Махачкала и отключении АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала возникает перегруз ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал выше длительно-допустимой величины на 14,4 % (Iрасч=548 А, Iдл.доп=479 А, Iав.доп=576 А) и перегруз ВЛ 110 кВ Артем – Компас выше длительно-допустимой величины на 11,7 % (Iрасч=535 А, Iдл.доп=479 А, Iав.доп=576 А).

Описание фактических случаев по энергорайону: фактические случаи отсутствуют;

б) перечень схемно-режимных мероприятий, рассмотренных для обеспечения ввода электроэнергетического режима в допустимую область:

Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений схемно-режимных мероприятий недостаточно, необходим ввод ГАО в Центральном энергорайоне до 20 МВт;

в) перечень мероприятий, необходимых для исключения энергоузлов (энергорайонов) энергосистемы из перечня «узких» мест, с указанием их наличия в инвестиционных программах, технических условиях на технологическое присоединение, схемах и программах развития Единой энергетической системы России на семилетний период, схемах и программах перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации и т.д.:

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз, – перевод части нагрузки с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал–Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием двух ЛЭП 35 кВ Стекольная–Шамхал и Стекольная–Алмало (отсутствует в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016-2022 гг.) Мероприятие включено в утвержденные технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31 августа 2017 г.;

г) представление результатов расчетов для каждого из рассмотренных в соответствии с СТО характерных периодов, для которого выявлена необходимость применения графиков ограничения режима потребления для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима с учетом реализации всех предусмотренных СТО схемно-режимных мероприятий, в табличной форме:

Таблица 3.2.

Схемно-режимная или режимно-балансовая ситуации, при которых при расчетных условиях имеет место (прогнозируется) недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима в характерный период: Летний режим максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца (+30 °С) 2019 года. Прогнозное потребление Дагестанской энергосистемы 894 МВт	
Рассматриваемая схемно-режимная ситуация в соответствии с СТО: Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Махачкала.	
Требования к параметрам электроэнергетического режима	Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийном режиме и отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН по истечении 20 минут
Определенные на основании расчетов электроэнергетических режимов элементы электрической сети, в которых при расчетных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима	Перегруз ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал выше длительно-допустимой величины на 14,4 % (Iрасч=548 А, Iдл.доп=479 А, Iав.доп=576 А) Перегруз ВЛ 110 кВ Артем – Компас выше длительно-допустимой величины на 11,7 % (Iрасч=535 А, Iдл.доп=479 А, Iав.доп=576 А)
Схемно-режимные мероприятия	Необходимо: выделить Г-1 (Г-2 через СВ-110) Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная с нагрузкой 105 МВт;
Результаты применения схемно-режимных мероприятий	Перегруз ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал выше длительно-допустимой величины на 10,4 % (Iрасч=529 А, Iдл.доп=479 А, Iав.доп=576 А) Перегруз ВЛ 110 кВ Артем – Компас выше длительно-допустимой величины на 7,3 % (Iрасч=514 А, Iдл.доп=479 А, Iав.доп=576 А)
Технические решения при невозможности обеспечения требований к параметрам электроэнергетического режима без ввода ГАО и с учетом необходимости включения потребителей, отключенных действием существующей ПА, после реализации схемно-режимных мероприятий	Перевод часть нагрузки с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал–Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием двух ЛЭП 35 кВ Стекольная–Шамхал и Стекольная–Алмало
Параметры электроэнергетического режима после реализации предлагаемых технических решений	Загрузка ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал составляет 88,7 % от длительно-допустимой величины (Iрасч=425 А, Iдл.доп=479 А, Iав.доп=576 А) Загрузка ВЛ 110 кВ Артем – Компас составляет 99,4 % от длительно-допустимой величины (Iрасч=476 А, Iдл.доп=479 А, Iав.доп=576 А)

3.2. Энергорайон № 2. Южный энергорайон Республики Дагестан

Краткое описание энергорайона:

В Южный энергорайон входят следующие ПС 330-110 кВ: ПС 330 кВ Дербент, ПС 110 кВ Манас Тяговая, ПС 110 кВ Каякент Тяговая, ПС 110 кВ Насосная-2, ПС 110 кВ Рассвет, ПС 110 кВ Изберг Северная, ПС 110 кВ Изберг Южная, ПС 110 кВ Каякент, ПС 110 кВ Мамедкала, ПС 110 кВ Родниковая, ПС 110 кВ Кайтаг, ПС 110 кВ Огни, ПС 110 кВ Дербент Тяговая, ПС 110 кВ Араблинка, ПС 110 кВ Самур, ПС 110 кВ Белиджи, ПС 110 кВ Оружба, ПС 110 кВ Советская, ПС 110 кВ Касумкент, ПС 110 кВ Капир, ПС 110 кВ Курах, ПС 110 кВ Ахты, ПС 110 кВ Усухчай, ПС 110 кВ Заречная, ПС 110 кВ Магарамкент, ПС 110 кВ Морская, ПС 110 кВ Тагиркент, ПС 110 кВ Геджух, ПС 110 кВ Дербент Западная, ПС 110 кВ Дербент Северная.

А также электростанции 6/10 кВ: Курушская ГЭС, Агульская ГЭС, Ахтынская ГЭС, Магинская ГЭС, Шиназская ГЭС, Аракульская ГЭС, Амсарская ГЭС.

3.2.1.

а) описание проблемы энергорайона № 2

Краткое описание характерного периода года, схемно-режимной или режимно-балансовой ситуации, при которых при расчетных условиях имеет место (прогнозируется) недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима:

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в режиме летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца (30 °С) 2019 года в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Махачкала–Дербент и отключении ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз возникает снижение напряжения ниже аварийно-допустимой величины на ПС 110 кВ в Южном энергорайоне и перегруз выше аварийно-допустимой величины ВЛ-110-142 и ВЛ-110-113.

Описание фактических случаев по энергорайону: фактические случаи отсутствуют;

б) перечень схемно-режимных мероприятий, рассмотренных для обеспечения ввода электроэнергетического режима в допустимую область:

Схемно-режимные мероприятия отсутствуют, для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввести ГАО до 50 МВт в Южном энергорайоне;

в) перечень мероприятий, необходимых для исключения энергоузлов (энергорайонов) энергосистемы из перечня «узких» мест, с указанием их наличия в инвестиционных программах, технических условиях на технологическое присоединение, схемах и программах развития Единой энергетической системы России, схемах и программах перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации и т.д.:

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз, необходимо сооружение ВЛ 330 кВ Артем – Дербент (в утвержденной СиПР ЕЭС России на 2019-2025 гг.; ИП ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг. и проекте корректировки ИП ПАО «ФСК ЕЭС» на 2016-2020 гг. – 2019 год);

г) представление результатов расчетов для каждого из рассмотренных в соответствии с СТО характерных периодов, для которого выявлена необходимость применения графиков ограничения режима потребления для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима с учетом реализации всех предусмотренных СТО схемно-режимных мероприятий, в табличной форме:

Таблица 3.3.

Схемно-режимная или режимно-балансовая ситуации, при которых при расчетных условиях имеет место (прогнозируется) недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима в характерный период: Летний режим максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца (30 °С) 2019 года. Прогнозное потребление Дагестанской энергосистемы 894 МВт	
Рассматриваемая схемно-режимная ситуация в соответствии с СТО: Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Махачкала–Дербент	
Требования к параметрам электроэнергетического режима	Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийном режиме и отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН по истечении 20 минут
Определенные на основании расчетов электроэнергетических режимов элементы электрической сети, в которых при расчетных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима	Снижение напряжения ниже аварийно-допустимой величины на 23 ПС 110 кВ в Южном энергорайоне (до 53.8 кВ). Перегруз на 51 % выше аварийно-допустимой величины ВЛ-110-113 (Iрасч=769 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А). Перегруз на 15,9 % выше аварийно-допустимой величины ВЛ-110-142 (Iрасч=590 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввести ГАО до 50 МВт в Южном энергорайоне
Схемно-режимные мероприятия	отсутствуют
Результаты применения схемно-режимных мероприятий	отсутствуют
Технические решения при невозможности обеспечения требований к параметрам электроэнергетического режима без ввода ГАО и с учетом необходимости включения потребителей, отключенных действием существующей ПА, после реализации схемно-режимных мероприятий	Необходимо сооружение ВЛ 330 кВ Артем – Дербент
Параметры электроэнергетического режима после реализации предлагаемых технических решений	Параметры энергосистемы находятся в области допустимых значений

3.2.2.

а) описание проблемы энергорайона № 2

Краткое описание характерного периода года, схемно-режимной или режимно-балансовой ситуации, при которых при расчетных условиях имеет место (прогнозируется) недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима:

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в режиме зимних максимальных нагрузок 2019 года при температуре ОЗМ (-6 °С) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба, возникает перегруз выше длительно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108)
на 11,4 % (Iрасч=381 А, Iдл.доп=342 А, Iав.доп=400 А) и ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) на 8.4 % (Iрасч=371 А, Iдл.доп=342 А, Iав.доп=411 А).

Описание фактических случаев по энергорайону: фактические случаи отсутствуют;

б) перечень схемно-режимных мероприятий, рассмотренных для обеспечения ввода электроэнергетического режима в допустимую область:

Схемно-режимные мероприятия отсутствуют, для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввести ГАО в Южном энергорайоне до 8,5 МВт;

в) перечень мероприятий, необходимых для исключения энергоузлов (энергорайонов) энергосистемы из перечня «узких» мест, с указанием их наличия в инвестиционных программах, технических условиях на технологическое присоединение, схемах и программах развития Единой энергетической системы России на семилетний период, схемах и программах перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации и т.д.:

В качестве технических мероприятий, исключающих перегруз, необходима замена провода линии АС-70 на ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) и ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) на провод сечением не менее АС-120 (в ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2016-2022 гг. и проекте корректировки ИП ПАО «МРСК Северного Кавказа на 2016-2022 гг. – отсутствует);

г) представление результатов расчетов для каждого из рассмотренных в соответствии с СТО характерных периодов, для которого выявлена необходимость применения графиков ограничения режима потребления для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима с учетом реализации всех предусмотренных СТО схемно-режимных мероприятий, в табличной форме:

Таблица 3.4

Схемно-режимная или режимно-балансовая ситуации, при которых при расчетных условиях имеет место (прогнозируется) недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима в характерный период: Зимний режим максимальных нагрузок при температуре ОЗМ (0 °С) 2019 года. Прогнозное потребление Дагестанской энергосистемы 1317 МВт	
Рассматриваемая схемно-режимная ситуация в соответствии с СТО: Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба в нормальной схеме.	
Требования к параметрам электроэнергетического режима	Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийном режиме и отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН по истечении 20 минут
Определенные на основании расчетов электроэнергетических режимов элементы электрической сети, в которых при расчетных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима	Перегруз ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) выше длительно-допустимой величины на 11,4 % (Iрасч=381 А, Iдл.доп=342 А, Iав.доп=400 А). Перегруз ВЛ 110 кВ Касумкент–Советская(ВЛ-110-178) выше длительно-допустимой величины на 13 % (Iрасч=371 А, Iдл.доп=342 А, Iав.доп=411 А).
Схемно-режимные мероприятия	отсутствуют
Результаты применения схемно-режимных мероприятий	отсутствуют
Технические решения при невозможности обеспечения требований к параметрам электроэнергетического режима без ввода ГАО и с учетом необходимости включения потребителей, отключенных действием существующей ПА, после реализации схемно-режимных мероприятий	Необходима замена провода линии АС-70 на ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) и ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская(ВЛ-110-178) на провод сечением не менее АС-120.
Параметры электроэнергетического режима после реализации предлагаемых технических решений	Загрузка ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) составляет 75 % от длительно-допустимой величины (Iрасч=381 А, Iдл.доп=503 А, Iав.доп=600 А). Загрузка ВЛ 110 кВ Касумкент–Советская(ВЛ-110-178) составляет 73 % от длительно-допустимой величины (Iрасч=371 А, Iдл.доп=503 А, Iав.доп=600 А).

Схема и программа развития электроэнергетики Республики Дагестан на период 2020-2024 годов

Том 2. Основные направления развития электроэнергетики Республики Дагестан

Оглавление

Нормативные ссылки и используемые источники 4
Обозначения и сокращения 6
1. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на 5-летний период (с разбивкой по годам) по территории Республики Дагестан 7
2. Расчетные электрические нагрузки 15
2.1. «Базовый» вариант 15
2.2. «Оптимистичный» вариант 17
3. Детализация прогноза электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Республики Дагестан с выделением потребителей, составляющих не менее 1 % потребления региона и иных, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме 21
4. Исходные данные. 23
4.1. «Базовый» вариант. 23
4.2. «Оптимистичный» вариант. 40
5. Анализ прогнозного баланса мощности и электрической энергии из разработанной и утвержденной схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 гг. по энергосистеме Республики Дагестан на период формирования СиПР. 45
6. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Республики Дагестан мощностью 5 МВт и более на 5-летний период 47
6.1. «Базовый» вариант развития 48
6.2. «Оптимистичный» вариант развития 50
7. Прогноз развития энергетики Республики Дагестан на основе ВИЭ и местных видов топлива, в том числе на основе гидроэнергетических ресурсов 54
7.1. Общая оценка потенциала НВИЭ 54
7.2. Анализ состава существующих и планируемых к строительству и реконструкции установок и объектов энергетического использования НВИЭ в Республике Дагестан. 58
8. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан за отчетный год. 63
9. Расчеты перспективных электроэнергетических режимов. 68
9.1. Анализ характерных нормальных и послеаварийных режимов работы основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на период формирования СиПР 69
«Базовый» вариант развития. 69
«Оптимистичный» вариант развития 77
9.2. Режим паводка для ГЭС энергосистемы Республики Дагестан. 84
10. Расчетные электрические нагрузки подстанций 110 кВ и выше и формирование предложений по увеличению мощности силовых трансформаторов. 95
10.1. «Базовый» вариант развития 95
Формирование предложений по увеличению трансформаторной мощности центров питания 110-330 кВ в базовом варианте развития. 104
«Оптимистичный» вариант развития 164
Формирование предложений по увеличению трансформаторной мощности центров питания 110-330 кВ в оптимистичном варианте развития. 171
11. Определение (уточнение) на основании балансовых и электроэнергетических расчетов режимов перечня «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ и выше с описанием возможных технологических ограничений, обусловленных их возникновением. 233

11.1. «Базовый» вариант развития. 233
11.2. «Оптимистичный» вариант развития. 234
12. Перечень необходимых мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест». 236
13. Предложения по корректировке сроков и перечня мероприятий в СиПР ЕЭС России. 244
14. Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, обеспечивающих надежное электроснабжение потребителей Республики Дагестан 249
15. Перечень необходимых мероприятий по реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к выполнению. 249
16. Баланс реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше. 258
17. Рекомендации по выдаче мощности электростанций, планируемых к сооружению на территории энергосистемы на период формирования СиПР РД на 2020-2024 годы. 264
18. Рекомендации по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых на территории энергосистемы на период формирования СиПР РД на 2020-2024 годы. 264
19. Рекомендации по обеспечению качества и надежности электроснабжения с учетом требований ПУЭ по надежности электроснабжения потребителей. 265
20. Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ. 268
21. Предложения по исключению инвестиционных проектов из инвестиционных программ субъектов электроэнергетики ввиду отсутствия обоснований необходимости их реализации. 270
22. Объем строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше. 274
23. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период. 287
24. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Республики Дагестан с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных) 289
Приложения **299**

Нормативные ссылки и используемые источники:

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на период 2019-2025 годов;

Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р;

Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. № 511-р (в редакции распоряжения Правительства Российской Федерации № 1399-р от 29 ноября 2017 г.);

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. № 1209-р;

схема территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 августа 2016 г. № 1634-р (с изменениями от 1 ноября 2016 г., от 27 июля 2017 г., от 15 ноября 2017 г., от 10 ноября 2018 г. и от 25 июля 2019 г. № 1651-р);

Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 3 августа 2018 г. № 630;

Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» с учетом требований к региональным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, определенных постановлением Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности» в действующей редакции;

Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» с учетом требований к региональным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, определенных постановлением Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергети-

Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937;

приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19 июня 2003 г. № 229»;

комплексный план модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 сентября 2018 г. № 2101-р.

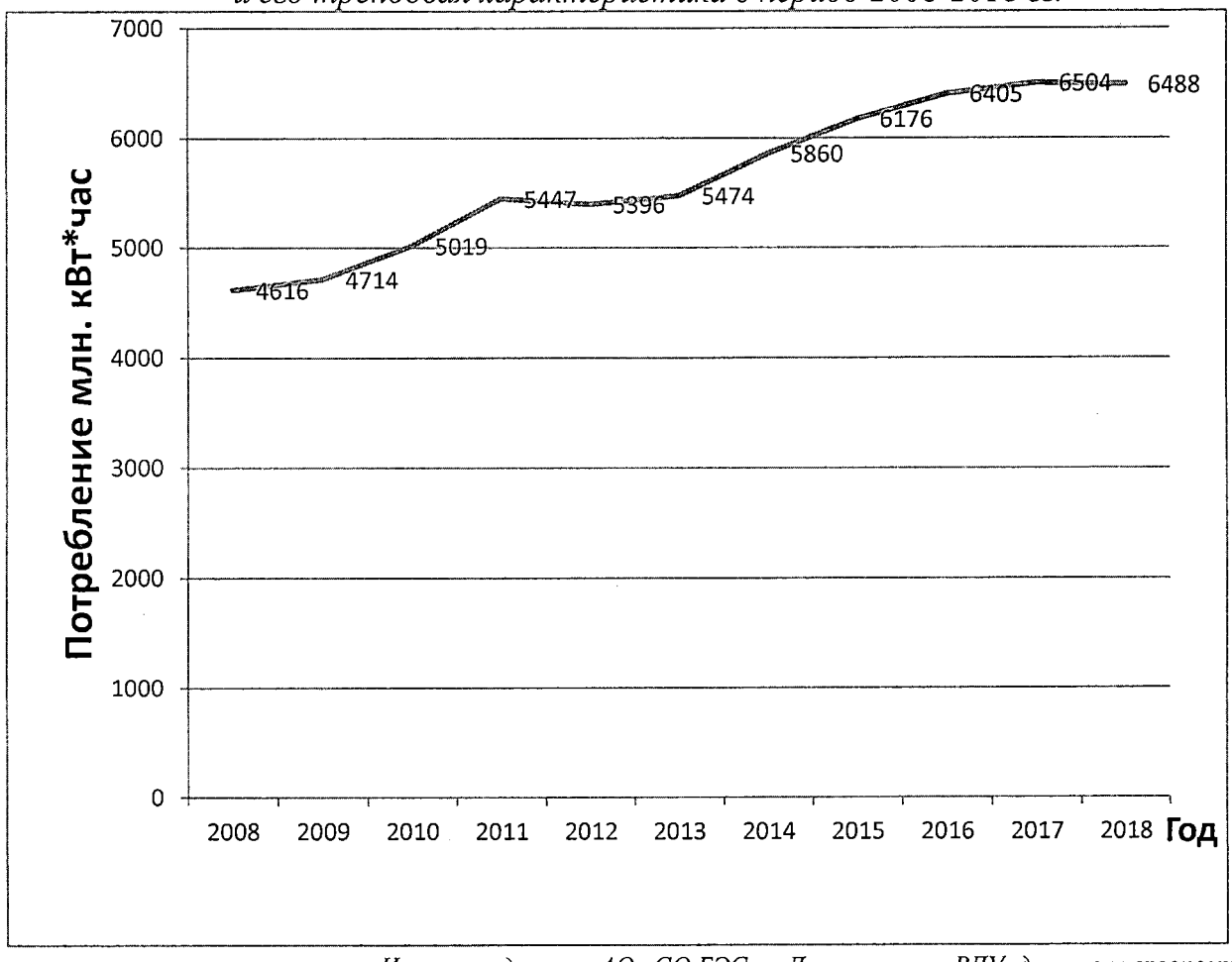
Обозначения и сокращения

АПК	–	агропромышленный комплекс
ВЛ	–	воздушная линия
ВРП	–	валовой региональный продукт
ГТУ	–	газотурбинная установка
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
д.к.з.	–	день контрольного замера
ЕНЭС	–	единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЖКС	–	жилищно-коммунальный сектор
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия
КИУМ	–	коэффициент использования установленной мощности
КЛ	–	кабельная линия
КТС	–	квартальная тепловая станция
ЛЭП	–	линия электропередачи
МК	–	малая котельная
ОЗП	–	осенне-зимний период
ОКВЭД	–	общероссийский классификатор видов экономической деятельности
ОКОНХ	–	общероссийский классификатор отраслей народного хозяйства
ПС	–	подстанция
РТС	–	районная тепловая станция
ту.т.	–	тонна условного топлива
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ЭВРПП	–	энергоемкость ВРП по первичному потреблению
МВ	–	масляный выключатель
ОМВ	–	обходной масляный выключатель
ЛР	–	линейный разъединитель
ШР	–	шинный разъединитель
СШ	–	система шин
ОПН	–	нелинейный ограничитель перенапряжения
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПУ	–	производственный участок
СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг.	–	утвержденная схема и Программа развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы
РСК	–	распределительная сетевая компания
НТД	–	нормативно-технические документы

1. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на 5-летний период (с разбивкой по годам) по территории Республики Дагестан

Как уже отмечалось ранее, Республика Дагестан относится к тем субъектам Российской Федерации, которые имеют весьма устойчивый восходящий тренд потребления электроэнергии (рисунок 1.1).

Рисунок 1.1. Динамика электропотребления в Республике Дагестан и его трендовая характеристика в период 2008-2018 гг.



Источник данных: АО «СО ЕЭС» – Дагестанское РДУ, данные энергокомпаний

Средний ежегодный темп прироста потребления электроэнергии в республике высок и составляет в период 2008-2018 гг. 3,5%, за исключением последних трех лет.

В настоящем томе, в соответствии с техническим заданием, представлено два варианта прогноза потребления электроэнергии по территории Республики Дагестан.

Первый («базовый») вариант – соответствует прогнозу спроса на электрическую энергию и мощность, представленному системным оператором в рамках схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы и ориентирующемуся на неблагоприятные показатели социально-экономического развития страны, проявившиеся в последние несколько

лет. В данном варианте прогноза учтен один крупный (более 5 МВт) потребитель электроэнергии: Энергопринимающие устройства комплекса зданий военного городка войсковой части 6752 (мощность по заявке 7,6 МВт). Более подробные данные по этому потребителю приведены в разделе 2 (таблица 2.2).

Перечень перспективных потребителей 670кВт и выше по базовому варианту развития приведен в таблице 1.1.

Второй («оптимистичный») вариант получен в результате анализа:

темпов роста электропотребления потребителей, существующих на начало расчетного периода (с учетом данных сбытовых компаний, отдельных крупных потребителей энергии и общей ретроспективной динамике роста спроса на электроэнергию в непроизводственной сфере – бытовом секторе и сфере услуг);

данных Росстата о населении Республики Дагестан по высокому варианту демографического прогноза;

данных о новых потребителях 670 кВт и выше, предоставленных сетевыми компаниями (таблица 1.2), с учетом полного ввода их в эксплуатацию в прогнозируемый период.

Учтены также рассредоточенные, относительно мелкие заявки по ВЭД «Транспорт и связь» (в области развития складского хозяйства и связи (большое количество базовых станций операторов мобильной связи)). В целом вариант ориентируется на более благоприятные условия социально-экономического развития страны и регионов, которые прогнозируются Министерством экономического развития Российской Федерации и Министерством экономики и территориального развития Республики Дагестан в рамках оптимистичного (форсированного) сценария.

Уровни потребления электрической энергии в Республике Дагестан на 2019-2024 годы для базового и оптимистичного вариантов представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.1. – Перечень новых потребителей 670 кВт и выше на территории Республики Дагестан в рамках базового варианта прогноза в период 2020-2024 годов

Наименование заявителя (для юр. лиц) ФИО (для физ. лиц)	Наименование энергопринимающих устройств	Местонахождение энергопринимающих устройств (область, город, поселок и др.)	Запрашиваемая максимальная мощность (с учетом ранее присоединенной)	Запрашиваемая максимальная мощность (без учета ранее присоединенной)	Ранее присоединенная максимальная мощность, кВт	Заявляемый уровень напряжения, кВ	Категория надежности	Точки присоединения с указанием технических параметров элементов энергопринимающих устройств					Дата заключения договора ТП	Дата исполнения обяза-тельств по договору ТП
			кВт	кВт	кВт	кВ		ВРУ/ГРЩ 0,4 кВ	ТП/РП/ЦРП 20-6/0,4 кВ	ЛЭП 6-20 кВ	ЛЭП классом напряжения не менее 35 кВ	ПС с высшим классом напряжения не менее 35 кВ	дд.мм.гггг	дд.мм.гггг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Агентство по предпринимательству и инвестициям РД	индустриальный парк	Карабудахкентский р-н, местность «Уйташ»	3000	3000	0	6	2	ближайшая оп.		уст. ячейки		ПС 110 кВ Насосна-1; ПС 110 кВ Насосная-2	21.12.2017	21.12.2019
ФКУ «2-й Центр заказчика-застройщика внутренних войск МВД РФ»	комплекс зданий военного городка воинской части 6752	Карабудахкентский р-н, х-но ДагНИВИ, с южной стороны к-з им. Дмитрова (кадастровый номер 05:09:000021:192)	7600	7600	0	10	1,2,3	линейная ячейка № 1, № 3, № 2, № 4		I СШ РУ-10 кВ II СШ РУ-10 кВ		проектируемая ПС 110 кВ		
ЖСК «Золотые ключи»	многоквартирный жилой дом	Махачкала, ул. А. Алиева, уч. № 2, в районе дома 14.	1152	576	576	6	2,3			ВЛ 6 кВ, фидер № 46 ВЛ 6 кВ Фидер № 42		ПС 110 кВ Новая, ПС 110 кВ ГПП		
МКР «Кемпинг» г. Каспийск	многоквартирный жилой дом	РД, МКР «Кемпинг» г. Каспийск	1500	500	1000	6	3			Резервные ячейки, фидера №№ 14 и 15.		ПС 110 кВ ЗТМ		

Источник – энергокомпании.

Таблица 1.2. – Перечень новых потребителей 670 кВт и выше на территории Республики Дагестан в рамках оптимистичного варианта прогноза в период 2020-2024 годов

Наименование заявителя (для юр.лиц) ФИО (для физ. лиц)	Наименование энергопринимающих устройств	Местонахождение энергопринимающих устройств (область, город, поселок и др.)	Запрашиваемая максимальная мощность (с учетом ранее присоединенной)	Запрашиваемая максимальная мощность (без учета ранее присоединенной)	Ранее присоединенная максима-льная мощность, кВт	Заявляемый уровень напряжения, кВ	Категория надежности	Точки присоединения с указанием технических параметров элементов энергопринимающих устройств					Дата заключения договора ТП	Дата исполнения обязательств по договору ТП
			кВт	кВт	кВт	кВ		ВРУ/ГРЩ 0,4 кВ	ТП/РП/ЦРП 20-6/0,4 кВ	ЛЭП 6-20 кВ	ЛЭП классом напряжения не менее 35 кВ	ПС с высшим классом напряжения не менее 35 кВ	дд.мм.гггг	дд.мм.гггг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ЖСК «МИРРА»	ГКТП для электроснабжения многоквар-тирного жилого дома	г. Махачкала, ул. Венгерских бойцов, 1	670	670	0	6	2	ЗРУ-10 кВ	2х1000	1 СШ; 2 СШ		ПС 110 кВ Новая		
ЖСК «МИРРА»	многоквартирный жилой дом	г. Махачкала, ул. Венгерских бойцов, № 1, уч. В, уч. Б/Б/Б	670	670	0	6	2	ЗРУ-10 кВ	2х1000	1 СШ; 2 СШ		ПС 110 кВ Новая		
ЖСК «МИРРА»	многоквартирный жилой дом	Махачкала, ул. Венгерских бойцов, № 1, уч. В, уч. Б/БА/В, ЗУ4 ЗУ 2	670	670	0	0,4	3	ЗРУ-10 кВ	2х1000	1 СШ; 2 СШ		ПС 110 кВ Новая		
ПЖСК «Черемушки»	комплекс многоквартирных жилых домов	г. Кизляр, в зоне МКЖД-Ж-3	670	670	0	10	3	ближайшая оп.	по расчету	ф №11		ПС 110 кВ Кизляр-2		
ОАО «Корпорация развития Дагестана»	многофункциональный торговый комплекс	г. Махачкала, пр. Петра 1, участок № 1/1, ЗУ2	3200	3200	0		3					ПС 110 кВ Восточная		
ЖСК «Новый город»	жилой микрорайон	г. Махачкала, мкр «Новый город», ул. Шелковая № 17 а	1600	1600	0	10	3					ПС 110 кВ ЦПП		
ГКУ РД «Дирекция строящихся объектов «Новострой»	строительство высоковольт-ной линии	Новолакский район, с. Новолакскос (Новострой)	15000	15000	0	10	1,2,3					проектируемая ПС 110 кВ		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ООО «ЮгАгроХолдинг»	тепличный комплекс	г. Махачкала, с. Шамхал-Термен	4900	4900	0	10	3					ПС 110 кВ Шамхал		
УФСБ России по РД	административное здание	г. Махачкала, просп. Насрутдинова 14 км.	1519,99	1519,99	0	10	1		2*2000кВА	ф№ 1,ф № 13		ПС 110 кВ Берег, ПС 110 кВ Восточная		
Ошитов Мурад Мовладинович	многоквартирный дом	г. Хасавюрт, ул. Султанова, уч. № 200	670	670	0	10	3	ближайшая оп.	1000кВА	ф№ 19		ПС 110 кВ Ярыксу		
Шахов Магомед Алиевич	МКД	г. Махачкала, в районе ТЗБ	2000	2000	0	6	3	ближайшая оп.	2500 кВА	ф№ 31		ПС 110 кВ Восточная		
ООО «Инновационно-технологический центр «Горные ресурсы»	здание «Экспо-центра»	г. Махачкала, угол улиц Ирчи Казака и М.Ярагского	2200	2200	0	6	1,2,3					ПС 110 кВ Новая		
ООО «Нурэнергосервис»	ПС СРЗ 35/6 кВ (сухогрузная гавань)	г. Махачкала, МКР Махачкала-1, район нефтегавани Судоремзавода	5740	2240	3500	35	3			ф№ 13		ПС 110 кВ Махачкала-110		
ООО «МАГ»	многоквартирные жилые дома (ветхое жилье)	г. Махачкала, ул. Азизова, 7 (Промшоссе, р-н хлебозавода)	1183	1183	0	6	2		2*1000 кВА	ф № 24		ПС 35 кВ Стекловолокно		
АО «Дагнефтегаз»	ЭПУ мембранной установки подготовки природного газа	Карабудахкентский р-н (кадастровый №05:09:000048 :0001)	2500	1000	1500	6	3			ф-33		ПС 110 кВ Очистные сооружения		
ООО «Агро-Ас»	тепличный комплекс	Новолакский р-н, с. Новокули	1000	1000	0	10	3			опора №4 ВЛ-10 кВ Ф-4		ПС 110 кВ Шамхал		
ФКУ «2-й Центр заказчика-застройщика внутренних войск МВД РФ»	комплекс зданий военного городка воинской части 6752	Карабудахкентский р-н, х-но ДагНИВИ, с южной стороны к-з им. Дмитрова (кадастровый номер 05:09:000021:192)	7600	7600	0	10	1,2,3	линейная ячейка № 1, № 3, № 2, № 4		I СШ РУ-10 кВ II СШ РУ-10 кВ		проектируемая ПС 110 кВ		
МБУ «ДЕЗ3» ГО «город Дербент»	очистные сооружения	г. Дербент (кадастровый №05:42:000045 :49)	2000	2000	0	10	2			проектир. л/я на II СШ РУ-6 кВ ; опора № 1 ВЛ 6 кВ Ф-7 I СШ РУ-6 кВ		ПС 110 кВ Дербент-Западная		
ООО «ЭКО-Строй»	жилой комплекс «Мечта»	г. Махачкала, Северная промзона, р-н поста ГАИ (кадастровый № 05:40:000016:592)	856	856	0	35	2				отпаечная опора ВЛ 35 кВ Шамхал – КПФ (Л-33) ; отпаечная опора ВЛ 35 кВ Шамхал – Сулак (Л-23)	ПС 110 кВ Шамхал		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ООО СФК «Промстрой»	насосная станция	Кизилюртовский р-н , с. Миатли	1600	1600	0	10	2			проектируемая линейная ячейка на I с.ш. 3РУ-10 кВ		ПС 110 кВ Кизилюртовская (ГЩЗ)		
ООО «Гранит»	жилой дом	г. Махачкала, просп. Петра Первого (кадастровый № 05:40:000078:373	2000	2000	0	10	1,2,3			кабельные наконечники в ТП-10/0,4 кВ на земельном участке Заявителя проектируемой КЛ 10 кВ от проектируемой линейной ячейки на I с.ш. РУ-10 кВ; - кабельные наконечники в ТП-10/0,4 кВ на земельном участке Заявителя проектируемой КЛ 10 кВ от проектируемой линейной ячейки на II с.ш. РУ-10 кВ		ПС 110 кВ Восточная		
ГБУ «Музей-заповедник – этнографический комплекс «Дагестанский аул»	музей-заповедник	Карабудахкентский р-н (кадастровый № 05:09:000021:147)	1200	1200	0	6	2			концевая опора проектируемой ВЛ 6 кВ от проектируемой линейной ячейки на I СШ РУ-6 кВ ; - концевая опора проектируемой ВЛ 6 кВ от проектируемой линейной ячейки на II СШ РУ-6 кВ		ПС 110 кВ Насосная-1		
Гаджиев Шамиль Абдулаевич	жилой комплекс	г. Махачкала, ул. Бейбулатова, д. 28	2525,9	2525,9	0	6	2	3РУ-6 кВ		I с.ш. и Ф № 6		ПС 110 кВ Приозерная; ПС 35 кВ Стекловолокно		
ГКУ «ДЕГЗЗ»	инфраструктура Бутказмаляр	Магарамкентский р-н, возле с. Бутказмаляр, по дороге в Новый Гапцах-Самур	990	990	0	10	2,3	РУ-10 кВ		I и II с.ш.		ПС 110 кВ Оружба		
ЖСК «Семейный»	многоквартирный жилой дом	г. Махачкала, р-н Вузовского озера с к/н 05:40:000033:1269	2000	2000	0	6	2	РУ-6 кВ		проектируемые линейные ячейки на I и II с.ш. РУ-6 кВ		ПС 110 кВ ГПП		
Хирамагомедова Салихат Хирамагомедовна	многоквартирный жилой дом	г. Махачкала, ул. Оскара, 149	1100	1100	0	10	3		1600 кВА	3РУ		ПС 35 кВ Стекловолокно		
ООО «БКК»	здание	г. Махачкала, пр. Гамидова, д. 61	1300	310	990	6	1					ПС 110 кВ Новая		
ГКУ РД «Дирекция единого государственного заказчика-застройщика»	реконструкция хлораторной на территории Тарнаирских очистных сооружений	г. Махачкала, просп. Акушинского, р-н Цумадинского рынка	2000	2000	0	10	2	ближайшая оп.	по проекту			ПС 110 кВ Шамхал		
Дагестанский некоммерческий фонд «Россия – моя история. Город Махачкала»	здания и сооружения (музей)	г. Махачкала, просп. И. Шамиля, д. № 31 г	4000	4000	0	6	1	3РУ-6 кВ	2*1000 кВА+2*630 кВА	ф № 16; ф № 22; ф № 2		ПС 110 кВ ЦПП		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ООО «ТСК «РУАЛ»	магазин	на развязке дорог Ростов–Баку–Махачкала, курорт «Талги»	1500	1500	0	6	2			I СШ КРУН 6 кВ		ПС 110 кВ Насосная-1; ПС 110 кВ Юго-Восточная.		
Агентство по предпринимательству и инвестициям РД	индустриальный парк	Карабудахкентский р-н, местность «Уйташ»	3000	3000	0	6	2	ближайшая оп.		уст. ячейки		ПС 110 кВ Насосна-1; ПС 110 кВ Насосная-2	21.12.2017	21.12.2019
ООО «Развитие-7»		г. Махачкала	1600	1600	0	10	3	ближайшая оп.						
ИП Джапарова Раисат Александровна	торговый центр	г. Махачкала просп. Гамидова, дом 49	1600	1600	0	6	2					ПС 110 кВ ЦПП		
ЖСК «Золотые ключи»	многоквартирный жилой дом	г. Махачкала, ул. А. Алиева, уч. № 2, в районе дома 14	1152	576	576	6	2,3			ВЛ 6 кВ, фидер № 46 ВЛ 6 кВ Фидер № 42		ПС 110 кВ Новая, ПС 110 кВ ГПП		
МКР «Кемпинг» г. Каспийск	многоквартирный жилой дом	МКР «Кемпинг» г. Каспийск	1500	500	1000	6	3			Резервные ячейки, фидера №№ 14 и 15.		ПС 110 кВ ЗТМ		

Источник – энергокомпании.

Таблица 1.3. Уровни потребления электрической энергии в Республике Дагестан на 2019–2024 годы для базового и оптимистичного вариантов прогноза, млн кВт.ч

Варианты	**2018 (отчет)**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	Среднегодовой темп прироста в период 2018-2024 годов, %
Базовый вариант	**6488**	**6682**	**6780**	**6846**	**6930**	**7015**	**7119**	
годовой темп прироста, %	*-0,25*	*2,99*	*1,47*	*0,97*	*1,23*	*1,23*	*1,48*	1,56
Оптимистичный вариант	**6488**	**6682**	**6990**	**7056**	**7140**	**7225**	**7329**	
годовой темп прироста, %	*-0,25*	*2,99*	*4,6*	*0,94*	*1,19*	*1,19*	*1,44*	2,06

Как следует из таблицы 1.3, прирост электропотребления на территории Республики Дагестан, по данным АО «СО ЕЭС», в перспективе до 2024 года ожидается с достаточно скромным среднегодовым темпом – 1,56%. Объем потребления электроэнергии прогнозируется в конце рассматриваемого периода в объеме 7119 млн кВт.ч, или на 631 млн кВт.ч больше, чем в 2018 году (рост на 9,7%).

В оптимистичном варианте, предполагающем реализацию в полном объеме указанных выше новых проектов, ожидается прирост электропотребления со среднегодовым темпом 2,06 % (примерно такой же темп, как и в базовом варианте). Объем потребления электроэнергии прогнозируется в конце рассматриваемого периода в объеме 7329 млн кВт.ч, или на 841 млн кВт.ч больше, чем в 2018 году (рост на 13%). Два этих варианта демонстрируют вероятный «коридор» прогноза.

Уровни потребления электрической мощности в Республике Дагестан на 2020-2024 годы для базового и оптимистичного вариантов представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4. Уровни потребления электрической мощности в Республике Дагестан на 2019–2024 годы для базового и оптимистичного вариантов прогноза, МВт

Варианты	**2018 (отчет)**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	Среднегодовой темп прироста в период 2018-2024 годов, %
Базовый вариант	**1229**	**1288**	**1304**	**1320**	**1336**	**1353**	**1369**	
годовой темп прироста, %		*4,8*	*1,24*	*1,23*	*1,21*	*1,27*	*1,18*	1,82
Оптимистичный вариант	**1229**	**1309**	**1328**	**1350**	**1366**	**1383**	**1399**	
годовой темп прироста, %		*6,43*	*1,45*	*1,66*	*1,19*	*1,25*	*1,16*	2,2

Как следует из таблицы 1.4, прирост потребления мощности на территории Республики Дагестан в базовом варианте в перспективе до 2024 года ожи-

дается со среднегодовым темпом 1,82%. При этом в оптимистичном варианте, предполагающем реализацию в более полном объеме указанных выше новых проектов, ожидается прирост потребления мощности со среднегодовым темпом 2,2%. Более подробный расчет нагрузок приведен в главе 2.

2. Расчетные электрические нагрузки
2.1. «Базовый» вариант

Для расчетов электрических режимов потокораспределения по базовому варианту приняты уровни потребления мощности, заданные в СиПР ЕЭС на 2019–2025 гг. (таблица 2.1).

Таблица 2.1. Собственный максимум Дагестанской энергосистемы по прогнозу в СиПР ЕЭС на 2019–2024 гг.

Показатель	**2018 г. (отчёт)**	**2019 г.**	**2020 г.**	**2021 г.**	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
Собственный максимум, МВт	**1229**	**1288**	**1304**	**1320**	**1336**	**1353**	**1369**
Прирост максимума за год ΔP, МВт		59	16	16	16	17	16

Потребление мощности (***Р*потр**) Дагестанской энергосистемы, задаваемое в перспективных режимах потокораспределения зимнего максимума, складывается из:

отчетного потребления мощности в энергосистеме (для расчета на 2019 г.) или уровня предыдущего года (для расчетов на 2020–2024 гг.) ***Р*пред**,

суммарной расчетной нагрузки новых крупных потребителей ***Р*нагр**,

среднегодового прироста всей существующей нагрузки на несколько процентов ***Р*рост**.

Нагрузки новых потребителей, ввод которых намечен на 2019–2024 гг., приведены в таблице 2.2. Коэффициент в таблице 2.2 ***К*р** – комплексный режимный коэффициент, равный ***К*р= *К*рм* *К*м**, где ***К*рм** (коэффициент несовпадения максимумов нагрузки потребителей) и ***К*м** (коэффициент попадания в максимум энергосистемы) взяты из справочника по проектированию электрических систем. Расчетные нагрузки перспективных потребителей (***Р*расч**) в таблице 2.2 получены путем умножения номинальной нагрузки на ***К*р**.

Таблица 2.2. Расчет нагрузок новых потребителей для «базового» варианта

№ п/п	Наименование потребителя	Вид деятельности	Наименование центра питания (ПС)	Месторасположение (город, район области)	Сроки подключения (год ввода в эксплуатацию)	Номинальная нагрузка (увеличение нагрузки), МВт	*Кр*	Расчетная нагрузка *Ррасч.*, МВт
1	2	3	4	5	6	7	*8*	9
1.	Индустриальный парк	мелкая промышленность	ПС 110 кВ Насосная-1 и ПС 110 кВ Насосная-2	Карабудахкентский р-н, местность «Уйташ»	2019	3	0,4	1,2
2.	Энергопринимающие устройства комплекса зданий военного городка войсковой части 6752	сфера услуг	Новая ПС 110 кВ Звезда	Карабудахкентский район	2020	7,6	0,4	3,04
3.	ЖСК «Золотые ключи»	бытовой сектор	ПС 110 кВ Новая	г. Махачкала, ул. А. Алиева, уч. № 2, в районе дома 14.	2019	0,576	0,4	0,23
4.	МКР «Кемпинг», г. Каспийск	бытовой сектор	ПС 110 кВ ЗТМ	МКР «Кемпинг», г. Каспийск	2019	0,5	0,4	0,2
Итого общий объём мощности новых потребителей 2019 г. ***Р*нагр**, МВт								1,63
Итого общий объём мощности новых потребителей 2020 г. ***Р*нагр**, МВт								3,04
Итого общий объём мощности новых потребителей 2021 г. ***Р*нагр**, МВт								0
Итого общий объём мощности новых потребителей 2022 г. ***Р*нагр**, МВт								0
Итого общий объём мощности новых потребителей 2023 г. ***Р*нагр**, МВт								0
Итого общий объём мощности новых потребителей 2024 г. ***Р*нагр**, МВт								0
Всего 2019-2024 гг. ***Р*нагр**, МВт								4,67

Источник данных: сетевые компании

В таблице 2.3 представлено потребление мощности в собственный максимум энергосистемы. При задании расчетных нагрузок в узлах в зимний максимум каждого последующего года нагрузки предыдущего года в узлах 35-110 кВ увеличиваются пропорционально на величину строки 4 таблицы 2.3, отдельно в расчетную модель добавляются нагрузки из строки 2 таблицы 2.3.

Таблица 2.3. Потребление мощности для «базового» варианта

№ п/п	Показатель	2018 г. (отчёт)	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1.	Потребление в собственный максимум *Р*потр, МВт	**1229**	**1288**	**1304**	**1320**	**1336**	**1353**	**1369**
	В том числе:							
2.	Прирост расчетной нагрузки новых потребителей *Р*нагр, МВт		1,63	3,04	0	0	0	0

3.	Прирост существующей нагрузки *Р*рост, МВт		57,37	12,96	16	16	17	16
4.	Прирост существующей нагрузки, %		4,55	1,24	1,22	1,21	1,27	1,18

Источник данных: СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг.

Потребление в других характерных режимах определено с использованием коэффициентов из таблицы 2.4. Для получения расчетных нагрузок в узлах в характерных режимах зимнего минимума, летнего максимума и летнего минимума зимние расчетные нагрузки пропорционально скорректированы с учетом соответствующих коэффициентов из таблицы 2.4. Уровни потребления мощности в характерных режимах базового варианта представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.4. Коэффициенты неравномерности графика электрической нагрузки на 2020–2024 гг.

1.	Суточная неравномерность электрической нагрузки графика зимнего рабочего дня ***Р*мин.зимн./*Р*макс.зимн.**, о.е	0,74
2.	Годовая неравномерность электрической нагрузки ***Р*макс.летн./*Р*макс.зимн.**, о.е.	0,76
3.	***Р*мин.летн./*Р*макс.зимн.**, о.е.	0,43
4.	***Р*тэс./*Р*макс.зимн.**, о.е.	0,67

Источник данных: АО «СО ЕЭС»

Таблица 2.5. Уровни потребления для «базового» варианта в характерных режимах

Показатель		**2020 г.**	**2021 г.**	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
Собственный максимум нагрузки, МВт	***Р*макс.зимн.**	1304	1320	1336	1353	1369
Нагрузка в зимний минимум, МВт	***Р*мин.зимн.**	965	977	989	1001	1013
Нагрузка в летний максимум, МВт	***Р*макс.летн.**	990	1003	1015	1028	1039
Нагрузка в летний минимум, МВт	***Р*мин.летн.**	555	562	569	576	583
Нагрузка в паводковый период, МВт	***Р*гэс**	877	887	898	909	920

2.2. «Оптимистичный» вариант

Потребление мощности (***Р*потр**) Дагестанской энергосистемы для «оптимистичного» варианта определяется аналогично «базовому» и складывается из:

отчетного потребления мощности в энергосистеме (для расчета на 2019 г.) или уровня предыдущего года (для расчётов на 2020–2024 гг.) ***Р*пред**,

суммарной расчетной нагрузки новых крупных потребителей ***Р*нагр**,

среднегодового прироста всей существующей нагрузки на несколько процентов ***Р*рост**.

Для «оптимистичного» варианта среднегодовой прирост существующих потребителей принят на уровне, указанном в таблице 2.7. Нагрузки новых потребителей, ввод которых намечен на 2020–2024 гг. в соответствии с ТУ, приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6. Расчет нагрузок новых потребителей для «оптимистичного» варианта

№ п/п	Наименование потребителя	Вид деятельности	Наименование центра питания (ПС)	Месторасположение (город, район область)	Сроки подключения (год ввода в эксплуатацию)	Номинальная нагрузка (увеличение нагрузки), МВт	*Кр*	Расчетная нагрузка *Ррасч*, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ГКТП для электроснабжения многоквартирного жилого дома	бытовой сектор	ПС 110 кВ Новая	г. Махачкала, ул. Венгерских бойцов, 1	2019	0,67	0,4	0,268
2.	Многоквартирный жилой дом	бытовой сектор	ПС 110 кВ Новая	г. Махачкала, ул. Венгерских бойцов, 1, уч. В, уч. Б/Б/Б	2019	0,67	0,4	0,268
3.	Многоквартирный жилой дом	бытовой сектор	ПС 110 кВ Новая	г. Махачкала, ул. Венгерских бойцов, 1, уч. В, уч. Б/БА/В, ЗУ4 ЗУ 2	2019	0,67	0,4	0,268
4.	Комплекс многоквартирных жилых домов	бытовой сектор	ПС 110 кВ Кизляр-2	г. Кизляр, в зоне МКЖД-Ж-3	2019	0,67	0,4	0,268
5.	Многофункциональный торговый комплекс	бытовой сектор	ПС 110 кВ Восточная	г. Махачкала, просп. Петра 1, участок № 1/1, ЗУ2	2019	3,2	0,4	1,28
6.	Жилой микрорайон	бытовой сектор	ПС ЦПП	г. Махачкала, мкр «Новый город», ул. Шелковая, 17 а	2019	1,6	0,4	0,64
7.	ГКУ РД «Дирекция строящихся объектов «Новострой», строительство высоковольтной линии	бытовой сектор	проектируемая ПС 110 кВ	Новолакский район, с. Новолакское (Новострой)	2021	15	0,4	6
8.	Тепличный комплекс	мелкая промышленность	ПС 110 кВ Шамхал	г. Махачкала, с. Шамхал-Термен	2019	4,9	0,4	1,96
9.	Административное здание УФСБ России	сфера услуг	ПС 110 кВ Берег, ПС 110 кВ Восточная	г. Махачкала, просп. Насрутдинова 14 км.	2019	1,52	0,4	0,608
10.	Многоквартирный дом	бытовой сектор	ПС 110 кВ Ярыксу	г. Хасавюрт, ул. Султанова, уч. № 200	2019	0,67	0,4	0,268
11.	МКД	бытовой сектор	ПС 110 кВ Восточная	г. Махачкала, в районе ТЗБ	2019	2	0,4	0,8
12.	Здание «Экспо-центра»	сфера услуг	ПС 110 кВ Новая	г. Махачкала, угол улиц Ирчи Казака и М. Ярагского	2019	2,2	0,4	0,88
13.	ПС СРЗ 35/6 кВ (сухогрузная гавань)	мелкая промышленность	ПС 110 кВ Махачкала-110	г. Махачкала, МКР Махачкала-1, район нефтегавани Судоремза-вода	2019	2,24	0,4	0,896

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14.	Многоквартирные жилые дома (ветхое жилье)	бытовой сектор	ПС 35 кВ Стекловолокно	г. Махачкала, ул. Азизова, 7 (Промшоссе, р-н хлебозавода)	2019	1,183	0,4	0,4732
15.	ЭПУ мембранной установки подготовки природного газа	мелкая промышленность	ПС 110 кВ Очистные сооружения	Карабудахкентский р-н (кадастровый №05:09:000048:0001)	2019	1	0,4	0,4
16.	Тепличный комплекс	мелкая промышленность	ПС 110 кВ Шамхал	Новолакский р-н, с. Новокули	2019	1	0,4	0,4
17.	Очистные сооружения	мелкая промышленность	ПС 110 кВ Дербент-западная	г. Дербент (кадастровый №05:42:000045:49)	2019	2	0,4	0,8
18.	Жилой комплекс «Мечта»	бытовой сектор	ПС 110 кВ Шамхал	г. Махачкала, Северная промзона р-н поста ГАИ (кадастровый №05:40:000016:592)	2019	0,856	0,4	0,3424
19.	Насосная станция	мелкая промышленность	ПС 110 кВ ГЩЗ	Кизилюртовский р-н, с. Миатли	2019	1,6	0,4	0,64
20.	Жилой дом	бытовой сектор	ПС 110 кВ Восточная	г. Махачкала, просп. Петра Первого (кадастровый номер 05:40:000078:373	2019	2	0,4	0,8
21.	Музей-заповедник	сфера услуг	ПС 110 кВ Насосная-1	Карабудахкентский р-н (кадастровый №05:09:000021:147)	2019	1,2	0,4	0,48
22.	Жилой комплекс	бытовой сектор	ПС 110 кВ Приозерная; ПС 35 кВ Стекловолокно	г. Махачкала, ул. Бейбулатова, д. 28	2019	2,526	0,4	1,0104
23.	Инфраструктура с. Бутказмаляр	бытовой сектор	ПС 110 кв Оружба	Магарамкентский р-н, возле с. Бутказмаляр, по дороге в Новый Гапцах–Самур	2019	0,99	0,4	0,396
24.	Многоквартирный жилой дом	бытовой сектор	ПС 110 кВ ГПП	г. Махачкала, р-н Вузовского озера, кадастровый №05:40:000033:1269	2019	2	0,4	0,8
25.	Многоквартирный жилой дом	бытовой сектор	ПС 35 кВ Стекловолокно	г. Махачкала, ул. Оскара, 149	2019	1,1	0,4	0,44
26.	Здание ООО «БКК»	сфера услуг	ПС 110 кВ Новая	г. Махачкала, просп. Гамидова, д. 61	2019	0,31	0,4	0,124

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27.	Реконструкция хлораторной на территории Тарнаирских очистных сооружений	мелкая промышленность	ПС 110 кВ Шамхал	г. Махачкала, просп. Акушинского, р-н Цумадинс-кого рынка	2019	2	0,4	0,8
28.	Здания и сооружения (музей) Дагестанский некоммерческий фонд «Россия – моя история». Город Махачкала»	сфера услуг	ПС 110 кВ ЦПП	г. Махачкала, просп. И. Шамиля, д. 31 г	2019	4	0,4	1,6
29.	Магазин	сфера услуг	ПС 110 кв Насосная-1 и ПС 110 кВ Юго-Восточная	на развязке дорог Ростов–Баку–Махачкала, курорт «Талги»	2019	1,5	0,4	0,6
30.	Индустриальный парк	мелкая промышленность	ПС 110 кВ Насосная-1; ПС 110 кВ Насосная-2	Карабудахкентский р-н, местность «Уйташ»	2019	3	0,4	1,2
31.	ООО «Развитие-7»	сфера услуг	нет данных	г. Махачкала	2019	1,6	0,4	0,64
32.	Торговый центр	сфера услуг	ПС 110 кВ ЦПП	г. Махачкала, просп. Гамидова, дом 49	2019	1,6	0,4	0,64
33.	Энергопринимающие устройства комплекса зданий военного городка войсковой части 6752	сфера услуг	НоваяПС 110 кВ Звезда	Карабудахкентский район	2020	7,6	0,4	3,04
34.	ЖСК «Золотые ключи»	бытовой сектор	ПС 110 кВ Новая	г. Махачкала, ул. А. Алиева, уч. № 2, в районе дома 14	2019	0,576	0,4	0,23
35.	МКР «Кемпинг» г. Каспийск	бытовой сектор	ПС 110 кВ ЗТМ	МКР «Кемпинг», г. Каспийск	2019	0,5	0,4	0,2
итого общий объем мощности новых потребителей 2019 г. ***р*нагр**, мвт								**21,42**
итого общий объем мощности новых потребителей 2020 г. ***р*нагр**, мвт								**3,04**
итого общий объем мощности новых потребителей 2021 г. ***р*нагр**, мвт								**6**
итого общий объем мощности новых потребителей 2022 г. ***р*нагр**, мвт								**0**
итого общий объем мощности новых потребителей 2023 г. ***р*нагр**, мвт								**0**
итого общий объем мощности новых потребителей 2024 г. ***р*нагр**, мвт								**0**
всего 2019-2024 гг. ***р*нагр**, мвт								**25,1**

Рассчитанные значения потребления мощности в собственный максимум энергосистемы (зимний максимум) для оптимистичного варианта представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7. Потребление мощности для «оптимистичного» варианта

№ п/п	Показатель	2018 г. (отчёт)	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Потребление в собственный максимум *Р*потр, МВт	1229	1309	1328	1350	1366	1383	1399

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.	Прирост расчетной нагрузки новых потребителей *Р*нагр, МВт		21,42	3,04	6	0	0	0
3.	Прирост существующей нагрузки *Р*рост, МВт		57,37	16	16	16	17	16
4.	Прирост существующей нагрузки, %		4,55	1,24	1,22	1,21	1,27	1,18

Для определения потребления в других характерных режимах «оптимистичного» варианта использованы те же коэффициенты, что и для «базового» (таблица 2.4). Уровни потребления мощности в характерных режимах оптимистического варианта представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8. Уровни потребления для «оптимистичного» варианта в характерных режимах

		2020 г.	**2021 г.**	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**
Собственный максимум нагрузки, МВт	*Р*макс.зимн.	1328	1350	1366	1383	1399
Нагрузка в зимний минимум, МВт	*Р*мин.зимн.	988	1000	1012	1021	1033
Нагрузка в летний максимум, МВт	*Р*макс.летн.	1015	1027	1039	1049	1061
Нагрузка в летний минимум, МВт	*Р*мин.летн.	574	581	588	593	600

3. Детализация прогноза электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Республики Дагестан с выделением потребителей, составляющих не менее 1 % потребления региона и иных, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме

Так как в перспективе до 2024 года отсутствуют крупные потребители с потреблением не менее 1% потребления энергосистемы, то детализация потребления выполнена для четырех основных энергорайонов Республики Дагестан:

Северный энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты:

ПС 110 кВ – 23 шт.: Акташ, Ярыксу, Куруш, Сулак, Карланюрт Тяговая, Бабаюрт, Речная, Кизилюртовская, ЗФС, Кизляр-1, Кизляр-2, Александрия, Калиновка, Тарумовка, Таловка, Арсланбек, Терекли-Мектеб, Коминтерн, Южно-Сухокумск, Кочубей, Артезиан-2, Львовская, Сулевкент;

Электростанции 110 кВ – 2 шт.: Каскад Чирюртских ГЭС, Гельбахская ГЭС;

Центральный энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты:

ПС 330 кВ – 3 шт.: Артем, Чирюрт, Махачкала;

ПС 110 кВ – 18 шт.: Шамхал, Шамхал Тяговая, Махачкала-110, Компас, Буйнакск-1, Буйнакск-2, ГПП, ЦПП, Юго-Восточная, Новая, Восточная, Приморская, Приозерная, Насосная-1, Точная механика, Берег, Очистные сооружения, Стекольная, Уйташ-1, Уйташ-2;

ПС 35 кВ – 1 шт.: Стекловолокно.

Электростанции 330 кВ – 1 шт.: Чиркейская ГЭС;

Электростанции 110 кВ – 1 шт.: Миатлинская ГЭС;

Электростанции 35 кВ – 1 шт.: Махачкалинская ТЭЦ;

Южный энергорайон включает в себя основные энергообъекты:

ПС 330 кВ – 1 шт.: Дербент;

ПС 110 кВ – 29 шт.: Манас Тяговая, Каякент Тяговая, Насосная-2, Рассвет, Изберг Северная, Изберг Южная, Каякент, Мамедкала, Родниковая, Кайтаг, Огни, Дербент Тяговая, Араблинка, Самур, Белиджи, Оружба, Советская, Касумкент, Капир, Курах, Ахты, Усухчай, Заречная, Магарамкент, Морская, Тагиркент, Геджух, Дербент Западная, Дербент Северная;

электростанции 6/10 кВ – 7 шт.: Курушская ГЭС, Агульская ГЭС, Ахтынская ГЭС, Магинская ГЭС, Шиназская ГЭС, Аракульская ГЭС, Амсарская ГЭС;

Горный энергорайон включает в себя основные энергообъекты:

ПС 110 кВ – 26 шт.: Сергокала, Акуша, Леваши, Цудахар, Гергебиль, Гуниб, Карадах, Хунзах, Заиб, Шамильское, Гидатль, Анцух, Ботлих, Миарсо, Тлайлух, Тлох, Аргвани, Дылым, Миатли, Чиркей ГПП, Ирганай ГПП, Головной узел, Новый Ирганай, Гоцатлинская, Майданское, Новый Чиркей;

электростанции 330 кВ – 1 шт.: Ирганайская ГЭС;

электростанции 110 кВ – 2 шт.: Гунибская ГЭС, Гоцатлинская ГЭС;

электростанции 35 кВ – 1 шт.: Гергебильская ГЭС.

На рисунке 3.1 приведена ожидаемая структура полного электропотребления на территории Республики Дагестан по указанным энергорайонам для оптимистичного и базового варианта прогноза (совпадают).

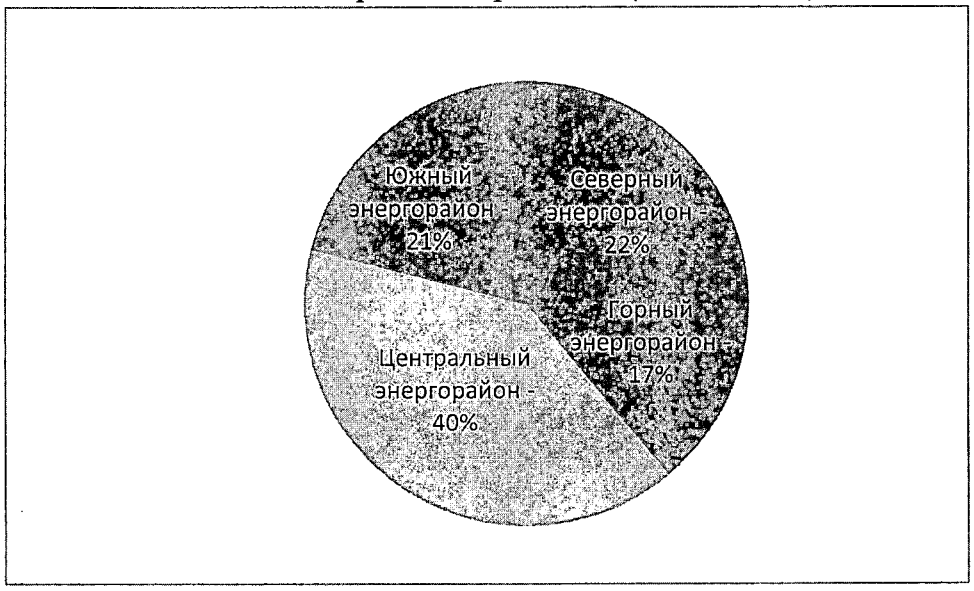


Рисунок 3.1. Ожидаемая структура электропотребления (7,1 млрд кВт.ч) по энергорайонам Республики Дагестан в 2024 году по оптимистичному и базовому варианту.

В таблицах 3.1 и 3.2 соответственно приведена динамика роста нагрузки наиболее крупных потребителей по энергорайонам Республики Дагестан для базового и оптимистичного варианта развития.

Таблица 3.1. Нагрузка наиболее крупных потребителей по энергорайонам, МВт для базового варианта развития

Энергорайоны	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Центральный энергорайон					
Индустриальный парк (перспектиная нагрузка)	3	3	3	3	3
Комплекс зданий военного городка воинской части 6752 (перспектиная нагрузка)	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
АО «Каспийский стекольный завод» (существующая нагрузка)	4	4	4	4	4

Таблица 3.2. Нагрузка наиболее крупных потребителей по энергорайонам, МВт для оптимистичного варианта развития

Энергорайоны	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
Центральный энергорайон					
Индустриальный парк (перспектиная нагрузка)	3	3	3	3	3
Комплекс зданий военного городка воинской части 6752 (перспектиная нагрузка)	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
АО «Каспийский стекольный завод» (существующая нагрузка)	4	4	4	4	4

4. Исходные данные

4.1. «Базовый» вариант

4.1.1. Развитие сетей 330 кВ

Согласно СиПР ЕЭС 2019–2025 в период 2019–2024 гг. предусматривается сооружение и реконструкция следующих электросетевых объектов:

сооружение ВЛ 330 кВ Артем – Дербент с расширением ОРУ 330 кВ ПС Дербент (год ввода – 2019, длина ВЛ – 175 км) с целью повышения надежности электроснабжения потребителей юга Дагестанской энергосистемы;

установка второго АТ 125 МВА на ПС 330 кВ Артем (ввод в 2020 г.) для обеспечения надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Дагестан;

реконструкция ПС 330 кВ Дербент с увеличением трансформаторной мощности на 150 МВА до 400 МВА (2х200 МВА) (ввод АТ-1-2019 г., АТ-2 – 2020 г.) Обеспечение надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Дагестан.

В соответствии с утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 27 декабря 2017 г. № 31 инвестиционной программой на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС»:

ввод ВЛ 330 кВ Артем – Дербент в 2019 г. протяженностью 175 км с расширением существующего ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Артем и КРУЭ 330 кВ ПС 330 кВ Дербент с целью повышения надежности электроснабжения г. Дербента в рамках инвестиционного проекта «Строительство ВЛ 330 кВ Артем-Дербент»;

установка второго АТ 125 МВА на ПС 330 кВ Артем (ввод в 2020 г.) для обеспечения надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Дагестан в рамках инвестиционного проекта «Расширение ПС 330 кВ Артем (установка 2-го АТ 330/110/10 кВ)»;

реконструкция ПС 330 кВ Дербент (замена девяти выключателей 110 кВ на элегазовые) в рамках инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 330 кВ Дербент Южная (замена оборудования 10,110 кВ)», срок завершения – 2019 г.;

реконструкция ПС 330 кВ Чирюрт (замена трех выключателей 330 кВ и семи выключателей 110 кВ на элегазовые) в рамках инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 330 кВ Чирюрт (замена оборудования 10,110, 330 кВ)», срок завершения – 2019 г.;

на ПС 330 кВ Чирюрт замена провода 4 и 10 секции шин 330 кВ и ошиновок ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 и № 2, в рамках инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 330 кВ Чирюрт (замена провода 4 и 10 секции шин 330 кВ и ошиновок ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 и ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2.)», со сроком окончания в 2020 г. (для обеспечения выдачи мощности Чиркейской ГЭС после реконструкции);

реконструкция ПС 330 кВ Махачкала (замена шести выключателей 330 кВ и восьми выключателей 110 кВ на элегазовые) в рамках инвестиционного проекта «Реконструкция ПС 330 кВ «Махачкала-330» (замена оборудования 10,110,330 кВ)», срок окончания – 2018 г.

Таким образом, при разработке схемы и Программы развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2020–2024 годы, в том числе и при формировании модели для проведения расчетов установившихся электрических режимов приняты сроки завершения вышеперечисленных мероприятий и ввода объектов, приведенные в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Перечень мероприятий по развитию сетей 330 кВ

№ п/п	Наименование мероприятия	Год ввода/ завершения	Документ, на основании которого принят окончательный срок ввода	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Строительство ВЛ 330 кВ Артем-Дербент с расширением ОРУ 330 кВ ПС Дербент	2019	СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. ИП ФСК на 2016-2020 гг.	
2.	Установка второго АТ 330 кВ на ПС 330 кВ Артем	2020	ИП ФСК на 2016-2020 гг. СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг.	

1	2	3	4	5
3.	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент (замена девяти выключателей 110 кВ на элегазовые)	2019	ИП ФСК на 2016–2020 гг.	оборудование отработало более 40 лет. Замена оборудования необходима для бесперебойного электроснабжения сети ЕЭС в Республике Дагестан
4.	Реконструкция ПС 330 кВ Чирюрт (замена пяти выключателей 330 кВ и восьми выключателей 110 кВ на элегазовые)	2019	ИП ФСК на 2016–2020 гг.	
5.	Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала (замена шести выключателей 330 кВ и восьми выключателей 110 кВ на элегазовые)	2019	ИП ФСК на 2016–2020 гг.	
6.	Замена АТ-1 и АТ-2 330/110 кВ на ПС 330 кВ Дербент	2019, 2020	СиПР ЕЭС на 2019–2025 гг.	
7.	Замена провода 4 и 10 секции шин 330 кВ и ошиновок ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 и № 2 на ПС 330 кВ Чирюрт	2020	ИП ФСК на 2016–2020 гг «Схема выдачи мощности и проект средств общесистемного назначения Чиркейской ГЭС»	

4.1.2. Развитие сетей 110 кВ

В соответствии с изменениями, внесенными в Инвестиционную программу на 2016–2022 гг. ПАО «МРСК Северного Кавказа», утвержденными приказом Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2018 г. № 24 в период 2020–2024 гг. планируется электросетевое строительство в соответствии с таблицей 4.2.

Таблица 4.2. Перечень инвестиционных проектов ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2019–2024 гг.

№ п/п	Наименование	Характеристики	Год ввода	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Львовская. Установка 2-го трансформатора 10 МВА. Замена ОД и КЗ. Ячейки 10кВ 6шт. Установка В-110, В-35, В-10, СВ-35, СВ-10	10 МВА	2023	развитие электрической сети/усиление существующей электрической сети, свя занное с подключением новых потребителей
2.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) (заход и выход на ПС 110/10 кВ Аргвани)	0,5 км	2021	реконструкция ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) с заменой провода, сцепной арматуры, изоля-

1	2	3	4	5
3.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) с заменой провода АС-150 на АСК-240, сцепной арматуры, изоляторов, троса и частично опор и выносом участка опор №№ 24-45 из глубокого ущелья, покрытого лесным массивом протяженностью 4,5 км	замена провода АС-150 на АСК-240, сцепной арматуры, изоляторов, троса и частично опор 4,5 км	2021	торов, троса и частично опор и выносом участка опор №№ 24-45 из глубокого ущелья, покрытого лесным массивом, позволит предупредить возникновение аварийных ситуаций, а также повысить бесперебойность и эффективность работы электросетевого комплекса. Мероприятие включено на основании Акта технического освидетельствования ЛЭП, приведенного в Приложении Е к СиПР РД 2020-2024 гг.

Также согласно акту Ростехнадзора от 18 января 2019 г. № 1339/1 расследования причин аварии, произошедшей 12 декабря 2018 г., предусматривается мероприятие по реконструкции ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155) с заменой провода АС-150 без увеличения сечения протяженностью 6,7 км, со сроком исполнения в 2020 году.

По результатам выполнения расчетов установившихся электрических режимов на 2020–2024 гг. будут уточнены сроки:

реконструкции ПС 110/35/10 кВ Львовская (установка 2-го трансформатора 10 МВА);

реконструкции ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) с заменой провода АС-150 на АСК-240;

реконструкции ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) (заход и выход на ПС 110/10 кВ Аргвани).

4.1.3. Перечни вводов объектов напряжением 110 кВ и выше в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение

4.1.3.1. Присоединение ПС 110 кВ Звезда

К сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» (по заявке на осуществление ТП от 23 мая 2016 г. № 572, и ТУ на ТП от 24 августа 2017 г. № 707д), а также к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (согласно утвержденным ТУ на ТП объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Северного Кавказа» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 7 марта 2018 г.) планируется подключение энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-

застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)». Подключение предполагается к ПС 330 кВ Махачкала и ПС 110 кВ Восточная. В соответствии с ТУ для осуществления ТП требуется:

1. Сооружение новой ПС 110 кВ Звезда с установкой двух силовых трансформаторов 110/10 кВ с устройствами АРН мощностью по 10 МВА каждый на границе земельного участка Заявителя.

2. Сооружение новой ЛЭП 110 кВ Восточная – Звезда ориентировочной протяженностью 8 км.

3. Сооружение новой ЛЭП 110 кВ Махачкала – Звезда ориентировочной протяженностью 2 км.

4. Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с расширением ОРУ 110 кВ на одну линейную ячейку для присоединения ЛЭП 110 кВ Восточная – Звезда.

5. Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с расширением ОРУ-110 кВ на одну линейную ячейку для присоединения ЛЭП 110 кВ Махачкала – Звезда.

6. Сооружение заходов ВЛ 35 кВ Шамхал–Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием двух ЛЭП 35 кВ Стекольная–Шамхал и Стекольная–Алмало.

Так как ПС 110 кВ Звезда присоединяется по двум ЛЭП 110 кВ, шунтируя достаточно загруженную и слабую по пропускной способности (сечения проводов транзитных ЛЭП 110 кВ прилегающей сети – АС-120, М-70) сеть 110 кВ между ПС 110 кВ Восточная и ПС 330 кВ Махачкала, то предлагается к рассмотрению типовая схема РУ 110 кВ для ПС 110 кВ Звезда – № 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». Ниже приведены результаты расчетов (таблица 4.1.3) электрических режимов, которые наглядно показывают насколько эффективно создание замкнутого транзита 110 кВ через секционную связь ПС 110 кВ Звезда. В послеаварийных режимах с учетом ремонтных схем величина перегруза шунтирующих связей снижается в среднем на 40 %.

Расчетами установившихся электрических режимов также будет проверена необходимость перезавода нагрузки 35 кВ с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная. Срок ввода нагрузки – 2020 г. По данным АО «Дагестанская сетевая компания», договор на ТП между Заявителем и сетевой компанией на момент разработки СиПР РД 2020-2024 не заключен. Максимальная заявленная мощность – 7,6 МВт.

Сечения проводов, питающих ЛЭП 110 кВ Восточная – Звезда и ЛЭП 110 кВ Махачкала – Звезда, определяются при проектировании.

Таблица 4.3. Загрузки (в % от ДДТН) ЛЭП 110 кВ, шунтирующих ПС 110 кВ Звезда в различных схемах в летний максимум 2024 года с учетом перефиксации присоединений на ПС 330 кВ Махачкала и замыкания в транзит СВ-110 ПС 110 кВ Звезда.

Сетевой элемент / Расчетная схема	*ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками*	*ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками*	*ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП I цепь с отпайкой на ПС Юго-Восточная (ВЛ-110-144)*	*ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173)*	*ВЛ 110 кВ Махачкала-Звезда*
Нормальная	*68,9% (80,8%)*	*69,4% (82,8%)*	*52,3% (58,8%)*	*39,8% (51,3%)*	*40%*
Отключены ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками	*0*	*132,6% (179,8%)*	*58,6% (81,2%)*	*0*	*64,4%*
Отключены ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками	*119,4% (159,7%)*	*0*	*63,6% (79,9%)*	*0*	*60,6%*
Отключена 1СШ-110 ПС 330 кВ Махачкала	*0*	*0*	*66,2% (106,5%)*	*0*	*79,7%*

Примечание: в скобках указаны значения с отключенным СВ-110 на ПС 110 кВ Звезда. Для ВЛ 110 кВ Махачкала – Звезда принят провод АС-240.

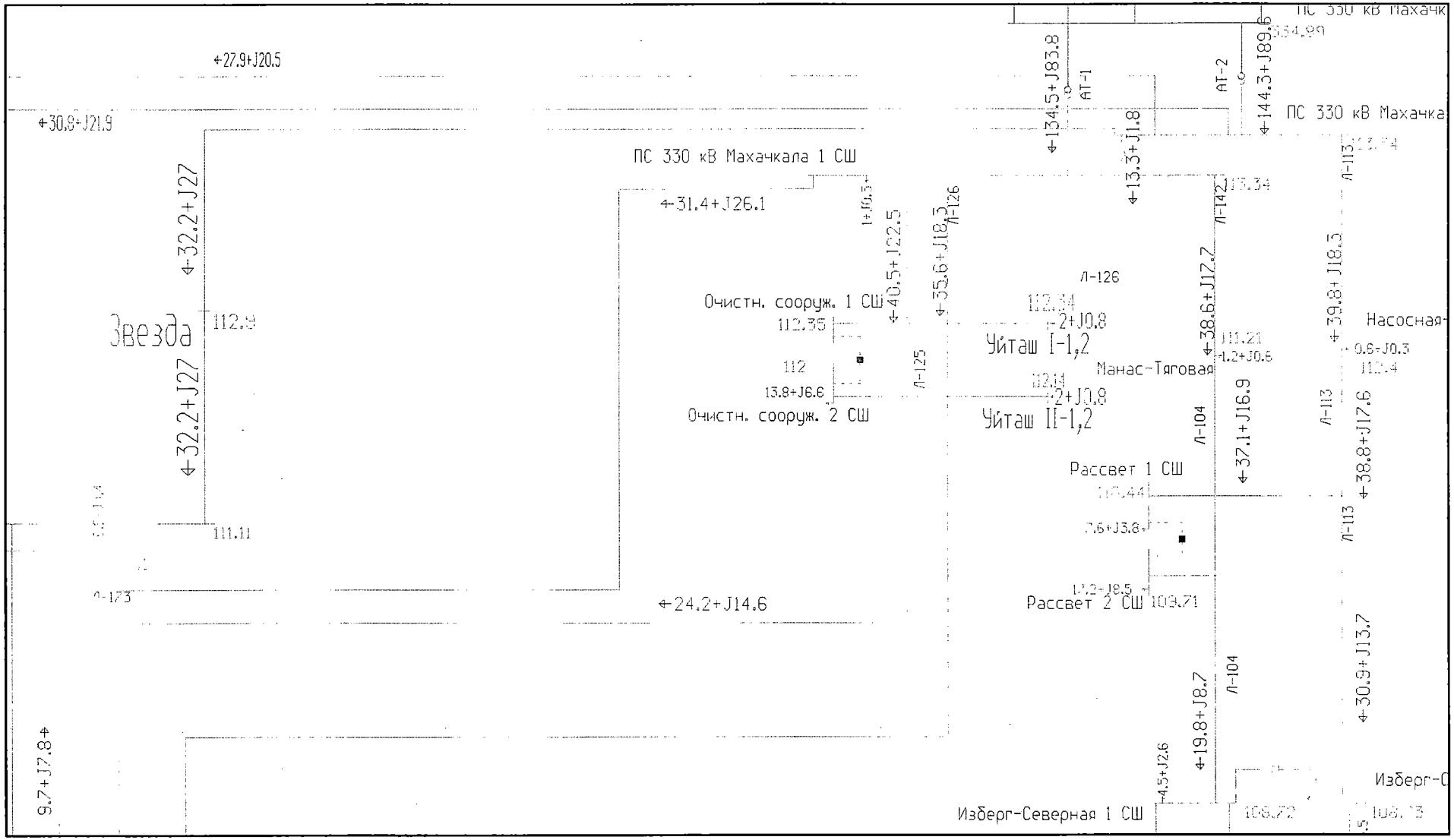


Рис. 4.1. Потокораспределение в летний максимум 2024 года. Нормальная схема. Нормальный режим.
С учетом перефиксации присоединений на ПС 330 кВ Махачкала и замыкания в транзит СВ-110 ПС 110 кВ Звезда.

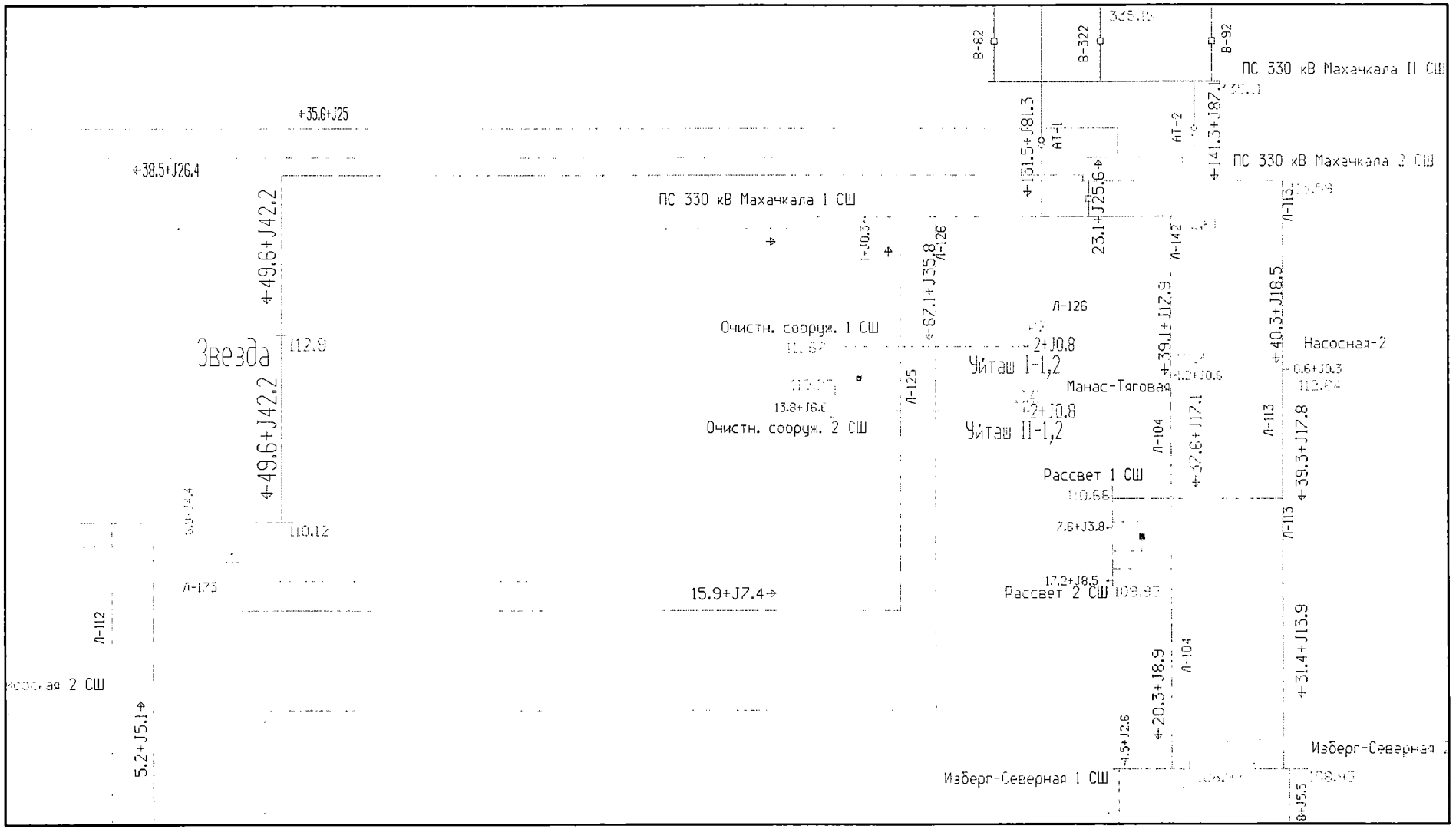


Рис. 4.2. Потокораспределение в летний максимум 2024 года. Отключены ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками. С учетом перефиксации присоединений на ПС 330 кВ Махачкала и замыкания в транзит СВ-110 ПС 110 кВ Звезда.

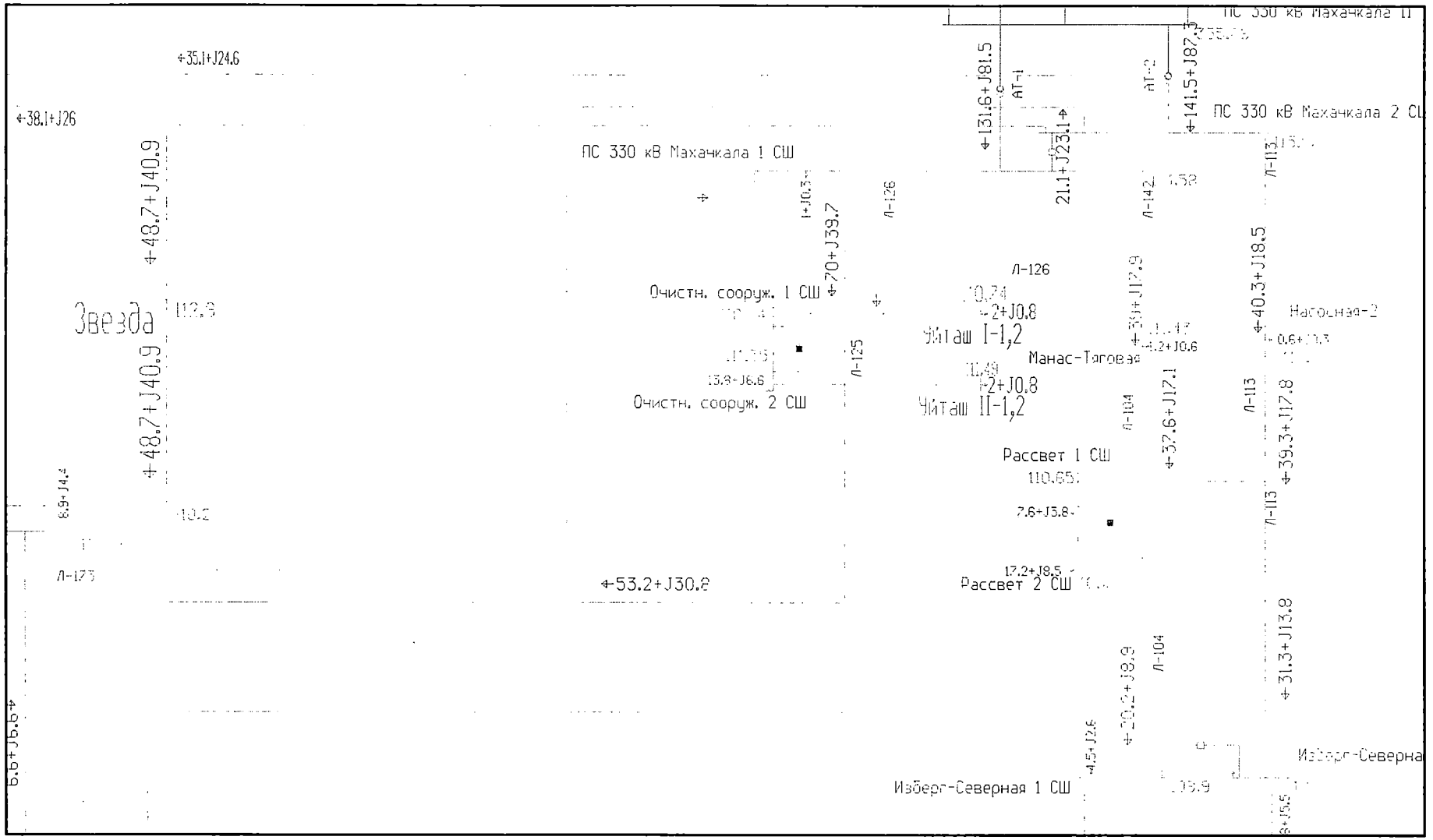


Рис.4.3. Потокораспределение в летний максимум 2024 года. Отключены ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками. С учетом перефиксации присоединений на ПС 330 кВ Махачкала и замыкания в транзит СВ-110 ПС 110 кВ Звезда.

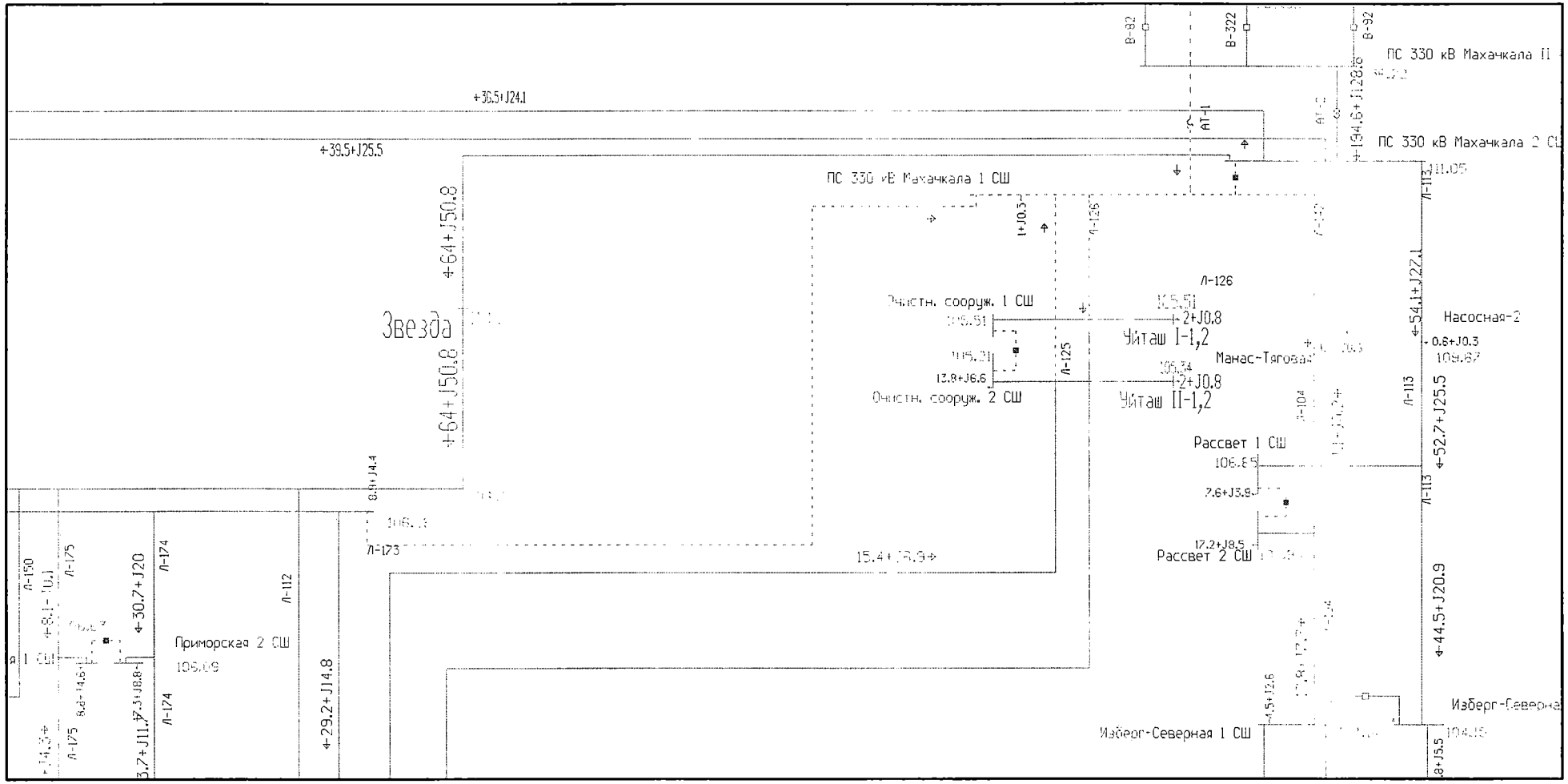


Рис.4.4. Потокораспределение в летний максимум 2024 года. Отключена 1СШ-110 ПС 330 кВ Махачкала. С учетом перефиксации присоединений на ПС 330 кВ Махачкала и замыкания в транзит СВ-110 ПС 110 кВ Звезда.

4.1.4. Предложения филиала АО «СО ЕЭС» – Дагестанское РДУ по развитию распределительных сетей, в том числе по ликвидации сетевых и балансовых ограничений (выявленных «узких мест») на основе результатов использования перспективной расчетной модели

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (протяжен-ность /мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства (возможные риски)	Обоснование включения в СиПР РД (наличие в ИП/СиПР ЕЭС/расчеты/прочие обоснования)
1	2	3	4	5	6	7
1.	ВЛ 330 кВ Артем – Дербент	Строительство одноцепной ВЛ 330 кВ Артем – Дербент ориентировочной протяженностью 175 км (1х175 км)	175 км	2019	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей южной части энергосистемы Республики Дагестан. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в режиме летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре (30 °С) для наиболее теплого месяца 2019 года в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент и отключении ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз возникает снижение напряжения ниже аварийно-допустимой величины на ПС 110 кВ в Южном энергорайоне и перегруз на 51% выше аварийно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас Тяговая (ВЛ-110-142) (Iрасч=769 А, Iдл.доп=423 А,	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2019-2025 гг. Утвержденная ИП ПАО »ФСК ЕЭС» на период 2016-2020 гг. (приказ Минэнерго РФ от 27.12.2017 №31@). Расчеты электроэнергетических режимов.

1	2	3	4	5	6	7
					Iав.доп=509 А) и на 16% выше аварийно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (Iрасч=590 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввести графики временного отключения (далее – ГВО) до 50 МВт в Южном энергорайоне	
2.	ПС 330 кВ Артем	Реконструкция ПС 330 кВ Артем с установкой второго АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА с увеличением трансформаторной мощности до 250 МВА.	125 МВА	2020	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Дагестанской энергосистемы. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в режиме зимних максимальных нагрузок 2019 года при температуре ОЗМ (-6 °С) при аварийном отключении 1 СШ 110 кВ ПС 330 кВ Махачкала возникает перегруз АТ-1 ПС 330 кВ Артем выше длительно-допустимой величины на 32,4 % и выше аварийно-допустимой величины на 5,9%. (Iрасч=997 А, Iдл.	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2019-2025 гг. Утвержденная ИП ПАО» ФСК ЕЭС» на период 2016-2020 гг. (приказ Минэнерго РФ от 27.12.2017 № 31@). Расчеты электроэнергетических режимов.

1	2	3	4	5	6	7
					доп=753 А, Iав.доп=941 А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений необходимо выполнение схемно-режимных мероприятий: загрузить до максимума Гоцатлинскую ГЭС, Миатлинскую ГЭС, Каскад Чирюртских ГЭС, Гельбахскую ГЭС и Ирганайскую ГЭС; выделить Г-1 (Г-2) Миатлинской ГЭС через СВ-110 на ПС 110 кВ Восточная; снизить переток в энергосистему Чеченской Республики до 56 МВт; перевести часть потребителей (до 22 МВт) энергосистемы Республики Дагестан на центры питания Республики Калмыкия. После реализации схемно-режимных мероприятий перегруз АТ-1 ПС 330 кВ Артем выше длительно-допустимой величины на 19,3 %	
3.	ПС 330 кВ Дербент	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой двух трансформа-	1х200 МВА 1х200 МВА	2019 2020	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Республики Дагестан.	Схема и программа развития ЕЭС России на период 2019-2025 гг.

1	2	3	4	5	6	7
		торов 330/110 кВ мощностью 125 МВА на трансформаторы 200 МВА с увеличением трансформаторной мощности подстанции на 150 МВА (до 400 МВА)				Утвержденная ИП ПАО »ФСК ЕЭС» на период 2016-2020 гг. (приказ Минэнерго РФ от 27.12.2017 № 31@)
4.	ПС 110 кВ Звезда	Сооружение ПС 110 кВ Звезда с установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 10 МВА	2х10 МВА	2019	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)»	Утвержденные ТУ на ТП объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Северного Кавказа» к электри-ческим сетям ПАО» ФСК ЕЭС» от 07.03.2018 г. Утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентсокм районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая
5.	ВЛ 110 кВ Махачкала – Звезда	Сооружение ВЛ 110 кВ Махачкала – Звезда	2 км	2019		
6.	ВЛ 110 кВ Восточная – Звезда	Сооружение ВЛ 110 кВ Восточная – Звезда	8 км	2019		

1	2	3	4	5	6	7
						часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО» Дагестанская сетевая компания»от 31.08.2017
7.	ПС 110 кВ Стекольная	Перевод части нагрузки с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная – Алмало.	Определяется при проектировании	2019	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в режиме летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца (30 °С) 2019 года в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Махачкала и отключении АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ	Расчеты электроэнергетических режимов. Утвержденные ТУ на ТП объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Северного Кавказа» к электрическим сетям ПАО »ФСК ЕЭС» от 07.03.2018 Утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентсокм районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895

1	2	3	4	5	6	7
					Махачкала возникает перегруз ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал выше длительно-допустимой величины на 14,4 % (Iрасч=548 А, Iдл.доп=479 А, Iав.доп=576 А) и перегруз ВЛ 110 кВ Артем – Компас выше длительно-допустимой вели-чины на 11,7 % (Iрасч=535 А, Iдл.доп=479 А, Iав.доп=576 А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допус-тимых значений схемно-режимных мероприятий недостаточно, необходим ввод ГАО в Центральном энергорайоне до 20 МВт	г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО» Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017
8.	ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) с заменой провода АС-70 на провод сечением не менее АС-120.	17 км	2019	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в режиме зимних максимальных нагрузок 2019 года при температуре ОЗМ (-6^{0}С) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба, возникает перегруз выше длительно- допустимой величины ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская	Расчеты электроэнергетических режимов.

1	2	3	4	5	6	7
9.	ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) с заменой провода АС-70 на провод сечением не менее АС-120.	12,5 км	2019	(ВЛ-110-108) на 11,4 % (Iрасч=381 А, Iдл.доп=342 А, Iав.доп=400 А) и ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) на 8,4 % (Iрасч=371 А, Iдл.доп=342 А, Iав.доп=411 А). Схемно-режимные мероприятия отсутствуют. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввести ГАО в Южном энергорайоне до 8,5 МВт.	Расчеты электроэнергетических режимов.

4.2. «Оптимистичный» вариант

В качестве исходных данных для оптимистичного варианта развития используются данные базового варианта и сведения о планируемых крупных инвестиционных проектах на территории Республики Дагестан, в том числе о перечне объектов, строительство которых предполагается осуществить на территории Республики Дагестан, их присоединяемой мощности, сроках ввода в эксплуатацию, местах расположения в соответствии с имеющимися федеральными целевыми программами, республиканскими и ведомственными программами (при наличии).

По информации, предоставленной Министерством промышленности и энергетики Республики Дагестан, на территории Республики Дагестан до 2024 года не планируется ввод крупных объектов.

В оптимистичном варианте дополнительно учтен ввод новой ПС 110 кВ Новолак в соответствии с данными, предоставленными АО «Дагестанская сетевая компания». Строительство новой ПС планируется в Центральном энергорайоне по адресу: Новолакский район, с. Новолакское (Новострой).

Так как подробная схема нового потребителя не предоставлена, будут даны рекомендации по подключению новой ПС 110 кВ к энергосистеме, исходя из наиболее оптимального потокораспределения в сети 110 кВ.

Предлагается к рассмотрению следующий вариант подключения:

отпайкой от ВЛ 110 кВ Артем – Стекольная № 1 с созданием ВЛ 110 кВ Артем – Новолак с отпайкой на ПС 110 кВ Стекольная протяженностью 17 км и проводом АС-240.

отпайкой от существующей ВЛ 110 кВ Махачкала – ГПП I цепь с отпайкой на ПС Юго-Восточная (ВЛ-110-144) с созданием новой трехлучевой ВЛ 110 кВ Махачкала – Новолак с отпайкой на ПС 110 кВ ГПП и ПС 110 кВ Юго-восточную протяженностью около 23 км и проводом АС-240.

Таблица 4.4. Загрузки (в % от ДДТН) ЛЭП 110 кВ, шунтирующих ПС 110 кВ Новолак в различных схемах в летний максимум 2024 года.

Сетевой элемент / Расчетная схема	*ВЛ 110 кВ Артем –Шамхал*	*ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал Тяговая*	*ВЛ 110 кВ Артем-Компас*	*ВЛ 110 кВ Артем – Новолак*
Нормальная	*65,6% (72,9%)*	*49,2% (55,3%)*	*54,7% (63%)*	*35%*
Отключены АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала	*130,6% (159,4%)*	*104,2% (128,7%)*	*128,2% (160,9%)*	*86,7%*
Отключены ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал и ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал Тяговая	*0*	*0*	*87% (109,8%)*	*57,2%*

Примечание: в скобках указаны значения без учета ввода ПС 110 кВ Новолак.

Как видно из результатов расчетов, приведенных в таблице 4.4, принятая схема подключения ПС 110 кВ Новолак способствует существенному снижению величины токовых перегрузов ЛЭП 110 кВ на транзите ПС 330 кВ Артем – ПС 110 кВ ГПП. В дальнейшем принимается указанная схема подключения с выполнением схемы РУ 110 кВ ПС 110 кВ Новолак – № 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

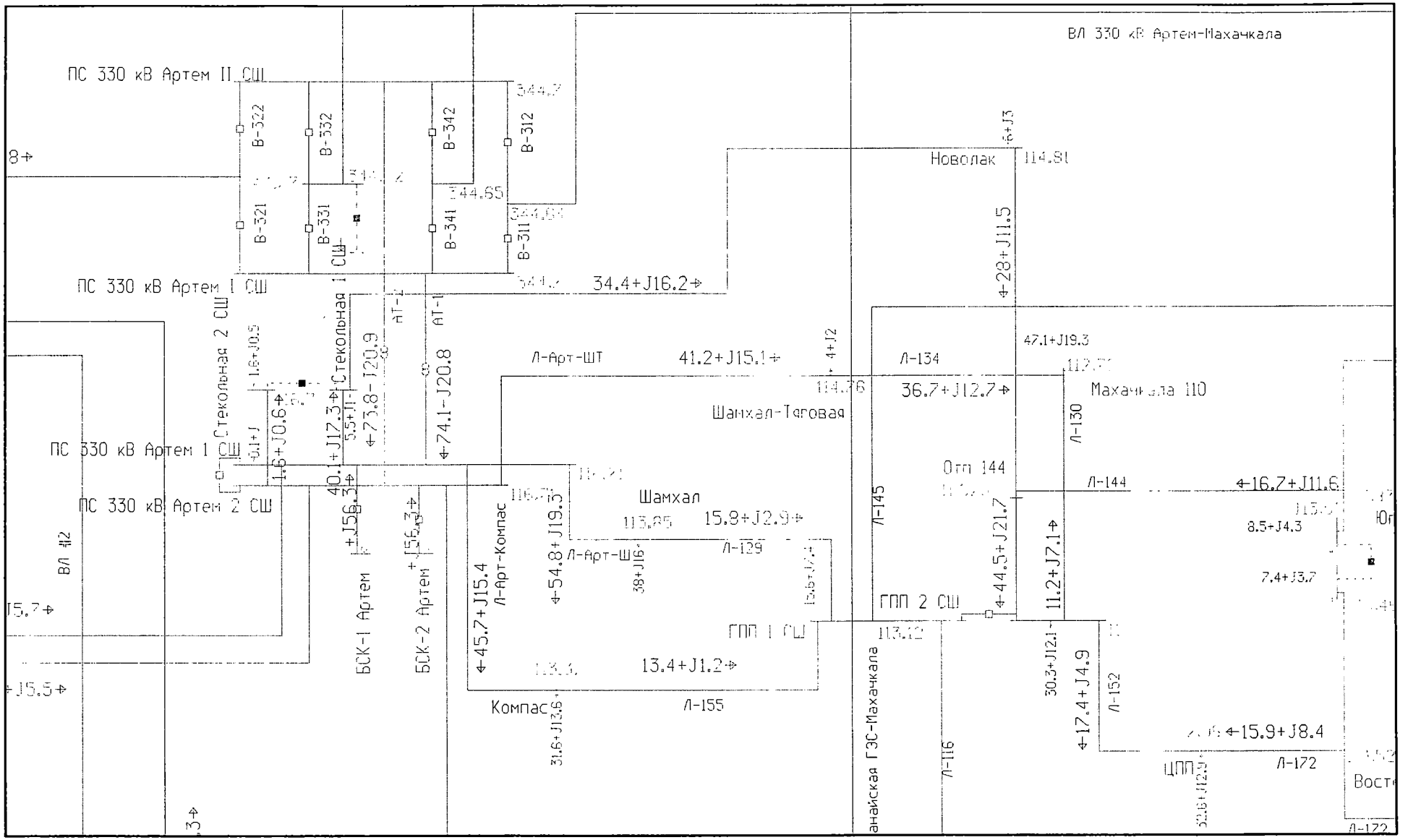


Рис. 5.1. Потокораспределение в летний максимум 2024 года. Нормальная схема. Нормальный режим.
С учетом строительства ПС 110 кВ Новолак и образованием транзита 110 кВ Артем – Новолак-ГПП.

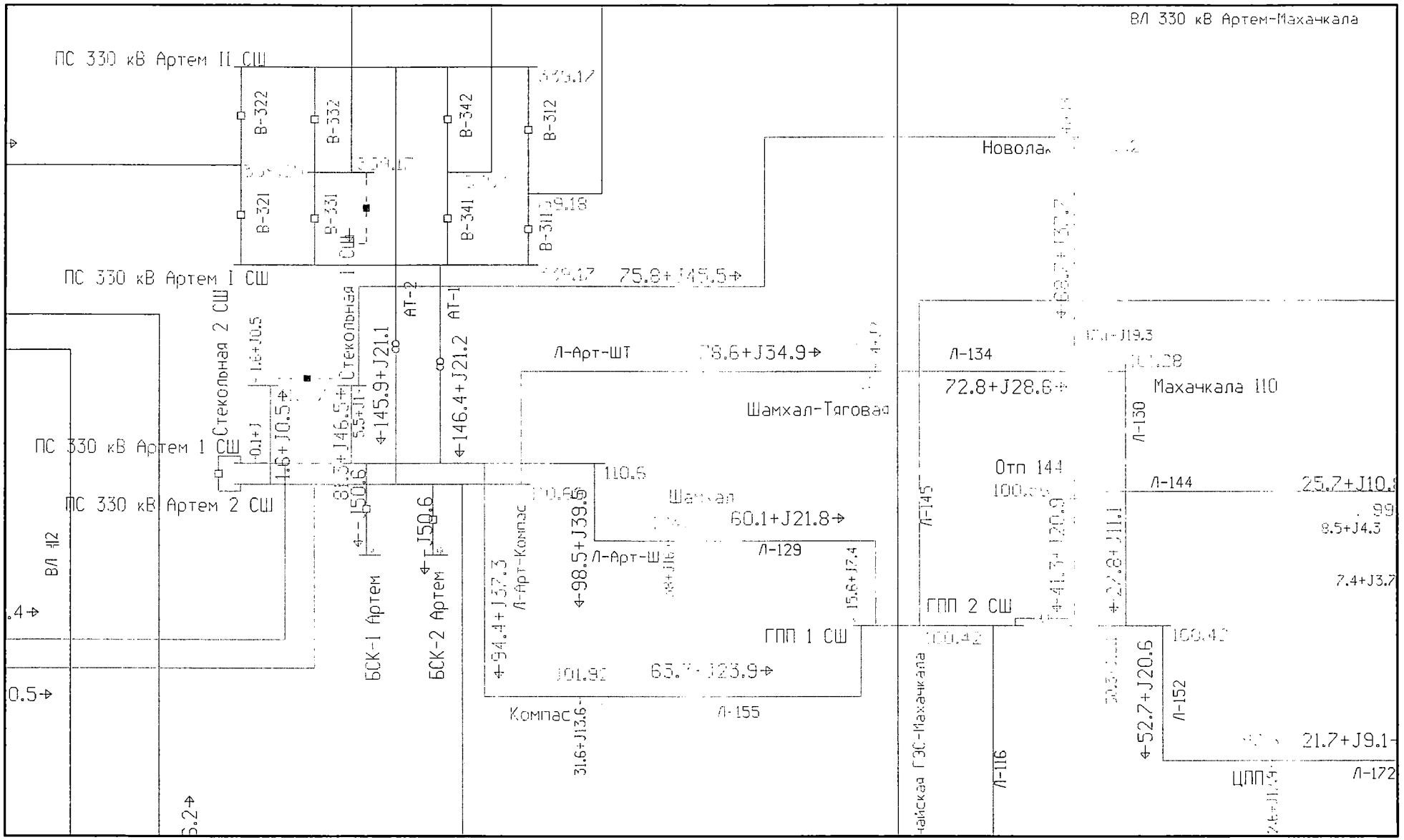


Рис. 5.2. Потокораспределение в летний максимум 2024 года. Ремонт АТ-1 ПС 330 кВ Махачкала и аварийное отключение АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала с учетом строительства ПС 110 кВ Новолак и образованием транзита 110 кВ Артем – Новолак– ГПП.

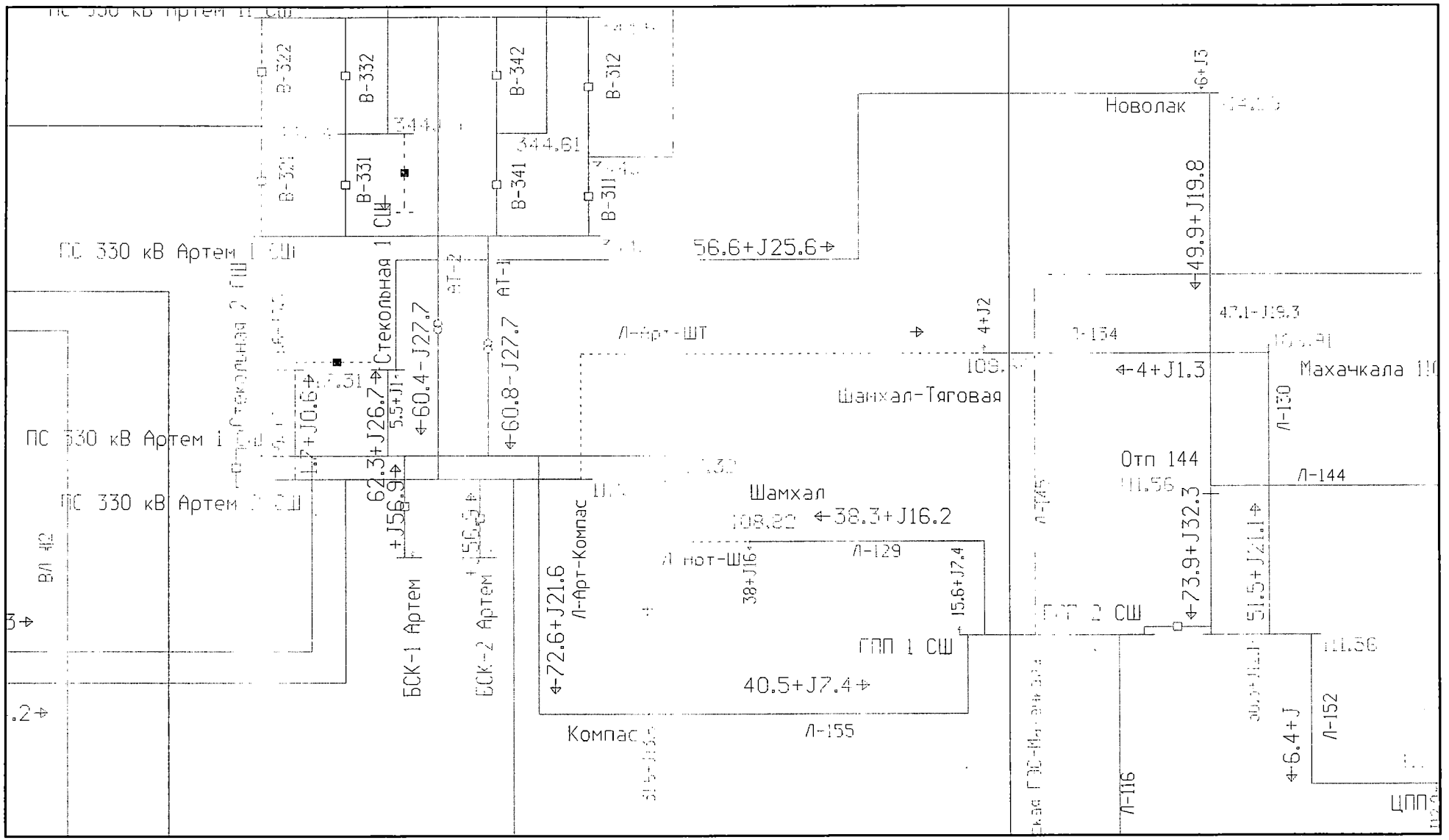


Рис. 5.3. Потокораспределение в летний максимум 2024 года. Ремонт ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал Тяговая. С учетом строительства ПС 110 кВ Новолак и образованием транзита 110 кВ Артем – Новолак – ГПП.

5. Анализ прогнозного баланса мощности и электрической энергии из разработанной и утвержденной Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы по энергосистеме Республики Дагестан на период формирования СиПР

В соответствии с прогнозируемыми уровнями потребности в мощности, намечаемым объемом работ по техническому перевооружению и вводом новых энергомощностей сформирован баланс мощности Республики Дагестан в период 2019–2024 годов.

Баланс электроэнергии Республики Дагестан сформирован с учетом того, что выработка электроэнергии гидроэлектростанциями учтена среднемноголетней величиной, работа теплоэлектроцентралей осуществляется по графику тепловой нагрузки потребителей.

В таблице 5.1 представлен баланс мощности на период до 2024 г. по энергосистеме Республики Дагестан для «базового» варианта.

В таблице 5.2 представлен баланс мощности на период до 2024 г. по энергосистеме Республики Дагестан для «оптимистичного» варианта электропотребления.

Таблица 5.1. Баланс мощности ЭС Республики Дагестан на период 2019-2024 гг. по «базовому» варианту, МВт

	2018 (факт)	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
ПОТРЕБНОСТЬ							
Собственный максимум нагрузки	**1229**	**1288**	**1304**	**1320**	**1336**	**1353**	**1369**
ПОКРЫТИЕ							
Установленная мощность	1904,1	1904,1	1904,1	1904,1	1904,1	1904,1	1904,1
ТЭС	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
ГЭС	1886,1	1886,1	1886,1	1886,1	1886,1	1886,1	1886,1
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0
Нагрузка, в том числе:	**697,15**	**697,15**	**697,15**	**697,15**	**697,15**	**697,15**	**697,15**
ТЭС	12,93	12,93	12,93	12,93	12,93	12,93	12,93
ГЭС	684,22	684,22	684,22	684,22	684,22	684,22	684,22
НВИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Фактический резерв мощности	1073,83	1073,83	1073,83	1073,83	1073,83	1073,83	1073,83
То же в % к собственному максимуму	*87,4*	*83,4*	*82,3*	*81,35*	*80,38*	*79,37*	*78,44*
Сальдо перетоков на час собственного максимума нагрузки	**-531,85**	**-590,85**	**-606,85**	**-622,85**	**-638,85**	**-655,85**	**-671,85**

Источник данных: СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг., АО «СО ЕЭС»

Таблица 5.2. Баланс мощности ЭС Республики Дагестан на период 2019–2024 гг. по «оптимистичному» варианту, МВт

	2018 (факт)	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
ПОТРЕБНОСТЬ							
Собственный максимум нагрузки	**1229**	**1309**	**1328**	**1350**	**1366**	**1383**	**1399**
ПОКРЫТИЕ							
Установленная мощность	1904,1	1904,1	1902,2	1902,2	1902,2	1902,2	1976,9
ТЭС	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
ГЭС	1886,1	1886,1	1884,2	1884,2	1884,2	1884,2	1958,9
НВИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5
Нагрузка, в том числе:	**697,15**	**697,15**	**697,15**	**697,15**	**697,15**	**697,15**	**771,85**
ТЭС	12,93	12,93	12,93	12,93	12,93	12,93	12,93
ГЭС	684,22	684,22	684,22	684,22	684,22	684,22	758,92
НВИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5
Фактический резерв мощности	1073,83	1073,83	1073,83	1205,05	1205,05	1205,05	1205,05
То же в % к собственному максимуму	87,4	*82,1*	*80,9*	*89,3*	*88,28*	*87,2*	*86,2*
Сальдо перетоков на час собственного максимума нагрузки	**-531,85**	**-610,85**	**-629,85**	**-651,85**	**-667,85**	**-684,85**	**-626,15**

Источник данных: данные энергокомпаний, данные ОИВ

Как видно из представленных данных, баланс мощности Республики Дагестан при изложенных выше условиях на рассматриваемую перспективу складывается с дефицитом как для «базового», так и для «оптимистичного» варианта: величина дефицита в «базовом» варианте составит от 590,85 МВт в 2019 г. до 671,85 МВт в 2024 г., в «оптимистичном» варианте – от 610,85 МВт в 2019 году до 626,15 МВт в 2024 г.

Баланс электроэнергии Республики Дагестан на перспективу складывается аналогичным балансу мощности способом. В таблице 5.3 представлен баланс электроэнергии на период до 2024 г. по энергосистеме Республики Дагестан для «базового» варианта, в таблице 5.4 представлен баланс мощности на период до 2024 г. для «оптимистичного» варианта развития энергосистемы Республики Дагестан.

Таблица 5.3. Баланс электроэнергии ЭС Республики Дагестан на период 2019–2024 гг. по «базовому» варианту, млн кВт.ч

	2018 (факт)	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
ПОТРЕБНОСТЬ							
Электропотребление	**6488**	**6682**	**6780**	**6846**	**6930**	**7015**	**7119**
ПОКРЫТИЕ							
Выработка электростанций, в том числе	**4786**	**5026**	**5266**	**5267**	**5267**	**5267**	**5267**
ГЭС	4730	4968	5208	5208	5208	5208	5208
ТЭС	56	58	58	59	59	59	59

	2018 (факт)	2019	2020	2021	2022	2023	2024
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	0
Сальдо перетоков электроэнергии «+» – выдача, «-» – прием	**-1702**	**-1656**	**-1514**	**-1579**	**-1663**	**-1748**	**-1852**

Источник данных: СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг.

Таблица 5.4. Баланс электроэнергии ЭС Республики Дагестан на период 2019–2024 гг. по «оптимистичному» варианту, млн кВт.ч

	2018 (факт)	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ПОТРЕБНОСТЬ							
Электропотребление	**6488**	**6892**	**6990**	**7056**	**7140**	**7225**	**7329**
ПОКРЫТИЕ							
Выработка электростанций, в том числе	**4786**	**5026**	**5266**	**5267**	**5267**	**5267**	**5268,3**
ГЭС	4730	4968	5208	5208	5208	5208	5208
ТЭС	56	58	58	59	59	59	59
НВИЭ	0	0	0	0	0	0	1,314
Сальдо перетоков электроэнергии «+» – выдача, «-» –прием	**-1702**	**-1866**	**-1720**	**-1786**	**-1870**	**-1955**	**-2059**

Источник данных: данные энергокомпаний

Из представленных таблиц следует, что в период 2019–2024 гг. величина сальдо перетоков электроэнергии в регионе составит для условий «базового» варианта от 1656 млн кВт.ч в 2019 г. до 1852 млн кВт.ч в 2024 г., для «оптимистичного» варианта – от 1 866 до 2059 млн кВт.ч соответственно.

6. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Республики Дагестан мощностью 5 МВт и более на 5-летний период

При разработке предложений по развитию генерирующих мощностей в Республике Дагестан были использованы:

СиПР ЕЭС на 2019 – 2025 гг.;

данные, предоставленные генерирующими компаниями Республики Дагестан.

Рассмотрены два варианта развития генерирующих мощностей Республики Дагестан.

Вариант 1 («базовый»)

Данный вариант разрабатывается на основе материалов СиПР ЕЭС на 2019–2025 гг., разработанных в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах развития электроэнергетики».

Вариант 2 («оптимистичный»)

В данном варианте помимо материалов СиПР ЕЭС на 2019–2025 гг. учитываются предложения по развитию генерирующих мощностей, представленные генерирующими компаниями Республики Дагестан.

6.1. «Базовый» вариант развития

Вводы генерирующих мощностей на электростанциях Республики Дагестан

Согласно СиПР ЕЭС на 2019–2025 гг. («базовый» вариант), в Республике Дагестан не планируются вводы новых генерирующих мощностей.

Демонтаж генерирующих мощностей на электростанциях Республики Дагестан

Согласно материалам СиПР ЕЭС на 2019–2025 гг., на территории Республики Дагестан не предусмотрен вывод из эксплуатации генерирующих мощностей.

Модернизация, реконструкция или перемаркировка генерирующего оборудования на электростанциях Республики Дагестан

Согласно материалам СиПР ЕЭС на 2019–2025 гг., на территории Республики Дагестан не предусмотрена модернизация, реконструкция или перемаркировка генерирующего оборудования.

Прогноз изменения установленной мощности электростанций Республики Дагестан до 2024 г. по «базовому» варианту представлен в таблице 6.1.

Согласно «базовому» варианту развития структура установленной мощности энергосистемы Республики Дагестан до 2024 г. не изменится.

Таблица 6.1. Структура установленной мощности электростанций Республики Дагестан на период 2019–2024 гг. «Базовый» вариант

Наименование электростанции	Генерирующая компания	Установленная мощность электростанций на конец года, МВт						
		2018 (отчет)	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ТЭС								
Махачкалинская ТЭЦ	ООО «Дагестанэнерго»	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Всего ТЭС		**18,0**	**18,0**	**18,0**	**18,0**	**18,0**	**18,0**	**18,0**
ГЭС								
Чиркейская ГЭС	Дагестанский филиал ПАО «РусГидро»	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0
Ирганайская ГЭС		400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0
Миатлинская ГЭС		220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0
Каскад Чирюртских ГЭС		81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0
Чирюртская ГЭС-1		*72,0*	*72,0*	*72,0*	*72,0*	*72,0*	*72,0*	*72,0*
Чирюртская ГЭС-2		*9,0*	*9,0*	*9,0*	*9,0*	*9,0*	*9,0*	*9,0*
Гельбахская ГЭС		44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
Гергебильская ГЭС		17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8
Гунибская ГЭС		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Курушская МГЭС		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Ахтынская МГЭС		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Агульская МГЭС		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Магинская МГЭС		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Амсарская МГЭС		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Аракульская МГЭС		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Шиназская МГЭС		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Гоцатлинская ГЭС		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Бавтугайская ГЭС	ООО «Энергострой ЛТД»	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Всего ГЭС, в т.ч.:		**1886,1**	**1886,1**	**1886,1**	**1886,1**	**1886,1**	**1886,1**	**1886,1**
Малые ГЭС		**8,3**	**8,3**	**8,3**	**8,3**	**8,3**	**8,3**	**8,3**
Всего		**1904,1**	**1904,1**	**1904,1**	**1904,1**	**1904,1**	**1904,1**	**1904,1**

6.2. «Оптимистичный» вариант развития

Вводы генерирующих мощностей на электростанциях Республики Дагестан

В таблице 6.2. представлены показатели объема и структуры вводов генерирующего оборудования на период 2019–2024 гг., соответствующие материалам СиПР ЕЭС на 2019–2025 гг., а также учитывающие предложения по развитию генерирующих мощностей, представленные генерирующими компаниями Республики Дагестан («оптимистичный» вариант).

Таблица 6.2. Структура ввода генерирующего оборудования на электростанциях Республики Дагестан на период 2019–2024 гг. по «оптимистичному» варианту

Наименование электростанции	Генерирующая компания	Тип и наименование установленного оборудования	Тип ввода	Мощность, МВт	Год ввода	Вид топлива
СЭС	ООО «Эко-энерджи»	н/д	новое строительство	1,5	2024	**Солнечная энергия**
Малые ГЭС в Докузпаринском и Ахтынском районах		н/д	новое строительство	74,7	2024	**Вода**
Всего ввод генерирующего оборудования в 2019–2024 гг.				**76,2**	–	–

Источник данных: Агентство по предпринимательству и инвестициям РД.

Согласно данным, представленным в таблице 6.2, ввод нового генерирующего оборудования на электростанциях Республики Дагестан за период 2019–2024 гг. по «оптимистичному» варианту составит 76,2 МВт.

Демонтаж генерирующих мощностей на электростанциях Республики Дагестан

Согласно данным филиала ПАО «Русгидро» – «Дагестанский филиал», в 2020 году планируется вывод Агульской МГЭС – 0,6 МВт и Шиназской МГЭС – 1,315 МВт.

Модернизация, реконструкция или перемаркировка генерирующего оборудования на электростанциях Республики Дагестан

Согласно данным филиала ПАО «Русгидро» – «Дагестанский филиал», на период 2019–2024 гг. планируется модернизация Г-3 и Г-2 Чиркейской ГЭС, данные приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3. Структура модернизации генерирующего оборудования на электростанциях Республики Дагестан на период 2019–2024 гг. по «оптимистичному» варианту

Наименование электростанции	Станционный номер установленного оборудования	Тип и наименование установленного оборудования	Тип мощности	Мощность, МВт	Год
Чиркейская ГЭС	ГА№3	Гидротурбина РО-230-989в-450 Гидрогенератор ВГСФ-930/233-30	до модернизации	250	2023
			после модернизации	275	
			изменение	25	
Чиркейская ГЭС	ГА№2	Гидротубина РО-230-989в-450 Гидрогенератор ВГСФ-930/233-30	до модернизации	250	2024
			после модернизации	275	
			изменение	25	

Источник данных: филиал ПАО «Русгидро» – «Дагестанский филиал»

Прогноз изменения установленной мощности электростанций Республики Дагестан до 2024 г. по «оптимистичному» варианту представлен в таблице 6.4.

Таблица 6.4. Структура установленной мощности электростанций Республики Дагестан на период 2018–2024 гг. «Оптимистичный» вариант

Наименование электростанции	Генерирующая компания	Установленная мощность электростанций на конец года, МВт						
		2018 (отчет)	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ТЭС								
Махачкалинская ТЭЦ	ООО «Дагестанэнерго»	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Всего ТЭС		**18,0**	**18,0**	**18,0**	**18,0**	**18,0**	**18,0**	**18,0**
ГЭС								
Чиркейская ГЭС	Дагестанский филиал ПАО «РусГидро»	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1025,0	1050,0
Ирганайская ГЭС		400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0
Миатлинская ГЭС		220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0
Каскад Чирюртских ГЭС		81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0	81,0
Чирюртская ГЭС-1		*72,0*	*72,0*	*72,0*	*72,0*	*72,0*	*72,0*	*72,0*
Чирюртская ГЭС-2		*9,0*	*9,0*	*9,0*	*9,0*	*9,0*	*9,0*	*9,0*
Гельбахская ГЭС		44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
Гергебильская ГЭС		17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8
Гунибская ГЭС		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Курушская МГЭС		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Ахтынская МГЭС		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Магинская МГЭС		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Амсарская МГЭС		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Аракульская МГЭС		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Агульская ГЭС		0,6	0,6	0	0	0	0	0
Шиназская ГЭС		1,3	1,3	0	0	0	0	0
Гоцатлинская ГЭС		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Бавтугайская ГЭС	ООО «Энергостой ЛТД»	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Малые ГЭС в Докузпаринском и Ахтынском районах	ООО «Эко-энерджи»	0	0	0	0	0	0	74,7
Всего ГЭС, в т.ч.:		**1886,1**	**1886,1**	**1884,2**	**1884,2**	**1884,2**	**1884,2**	**1958,9**
Малые ГЭС		**8,3**	**8,3**	**6,4**	**6,4**	**6,4**	**6,4**	**81,1**
Электростанции, функционирующие на основе НВИЭ								
СЭС	ООО «Эко-энерджи»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5
Всего НВИЭ		**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**1,5**
Всего		**1904,1**	**1904,1**	**1902,2**	**1902,2**	**1902,2**	**1902,2**	**1976,9**

Источник данных: данные энергокомпаний и Агентства по предпринимательству и инвестициям РД.

Согласно «оптимистичному» варианту развития, установленная мощность электростанций Республики Дагестан к концу 2024 г. увеличится на 3,82% к уровню 2018 г. (72,8 МВт) против аналогичного показателя «базового» варианта 0,0%. Структура установленной электрической мощности при этом незначительно отличается:

доля ГЭС к 2024 г. за счет ввода малых ГЭС увеличится в сравнении с аналогичным показателем «базового» года и составит 99,08%;

доля ТЭС к 2024 г. составит 0,91% от величины установленной мощности электростанций региона против 0,94% согласно «базовому» варианту;

доля электростанций, работающих на НВИЭ, согласно оптимистичному варианту, составит 0,08%.

Как было отмечено в предыдущих разделах настоящей схемы, Республика Дагестан является дефицитной как по мощности, так и по электроэнергии, при этом стоимость строительства современных источников когенерации весьма высока. В сложившейся сложной экономической ситуации строительство крупных источников когенерации нецелесообразно по целому ряду причин, важнейшими из которых можно отметить следующие: нестабильность курса рубля, что отражается на стоимости проведения работ по обслуживанию и ремонту современного когенерационного оборудования, и, как следствие, стоимости электроэнергии (мощности), а также высокую вероятность снижения уровня потребления электроэнергии и тепла за счет снижения темпов производства промышленных предприятий.

Этот вывод подтверждает и анализ схем теплоснабжения городов и городских поселений Республики Дагестан. Согласно материалам этих документов, для покрытия перспективной тепловой нагрузки потребителей планируется строительство источников некомбинированной выработки тепловой энергии (котельных), в то время как ввод объектов когенерации либо не предусмотрен, либо рассмотрен только в качестве альтернативного варианта, реализация которого в данных условиях социально-экономического развития страны носит маловероятный характер.

Среди таких альтернативных вариантов предусмотрено следующее:

схемой теплоснабжения городского округа «город Избербаш» на период до 2032 г. в связи с имеющимся дефицитом электрической энергии вместо предлагаемого ввода котельной тепловой мощностью 10 МВт (около 8,6 Гкал/ч), в качестве альтернативного варианта рассмотрена возможность реализации проекта создания мини-ТЭЦ тепловой мощностью 7,5 МВт (около 6,4 Гкал/ч). При этом прогнозируемая выдача электрической мощности на мини-ТЭЦ планируется на уровне 2,0 МВт и около 1,7 Гкал/ч (2,0 МВт) тепловой энергии для обеспечения потребителей горячим водоснабжением в течение года;

схемой теплоснабжения муниципального образования «город Хасавюрт» на период до 2029 г. в качестве альтернативных вариантов рассматривается возможность ввода к 2030 г. объектов когенерации (газопоршневая электростанция (газовый генератор) MWM TCG 2020 V20 электрической мощностью

2,0 МВт и тепловой мощностью около 1,7 Гкал/ч (2,0 МВт)) в двух микрорайонах – «Водник» и «Грозненский переулок».

Возможность реализации рассмотренных проектов по вводу комбинированных источников производства электрической и тепловой энергии позволила бы в значительной степени реализовать имеющийся в регионе потенциал развития когенерации.

7. Прогноз развития энергетики Республики Дагестан на основе ВИЭ и местных видов топлива, в том числе на основе гидроэнергетических ресурсов

7.1. Общая оценка потенциала НВИЭ

Республика Дагестан богата различными видами нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НВИЭ) и обладает значительным потенциалом их использования.

Валовой потенциал НВИЭ – это средний годовой объем энергии, содержащийся в данном виде возобновляемого источника при полном ее превращении в полезно используемую энергию.

Под техническим потенциалом НВИЭ понимается часть валового потенциала, преобразование которой в полезно используемую энергию возможно при данном уровне развития технических средств, при соблюдении требований по охране окружающей среды.

В таблице 7.1 приводятся данные о валовом и техническом потенциале освоения НВИЭ в Республике Дагестан. Отметим, что оценки экспертов в ряде случаев существенно различаются.

Таблица 7.1. Валовой и технический потенциал НВИЭ на территории Республики Дагестан

Виды ресурсов	Потенциал использования НВИЭ				
	Оценки Географического факультета МГУ-НИУ ВШЭ-ИВТАН		Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива		ГП «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Республике Дагестан на 2014–2020 годы» *
	валовой	технический	валовой	технический	валовой
1	2	3	4	5	6
Гидроэнергия (малые ГЭС) всего, млн т у.т./год	2,56-5,59	0,75-1,45	1,768	0,578	18
электроэнергия, млрд кВт.ч/год	7,54-16,45**	2,21-4,27	5,2	1,7	-
Геотермальная энергия всего, млн т у.т./год	-	-	10	2,34	-
тепловая энергия, млрд млн Гкал/год	-	-	-	-	16
Энергия волн всего, млн т у.т./год	-	-	-	-	308

1	2	3	4	5	6
Солнечная энергия всего, млн. т у.т./год	8376,9	-	8600	52,8	23600
электроэнергия, млрд кВт.ч/год	-	525,5	-	10,6	-
тепловая энергия, млрд млн Гкал/год	-	2259,7	-	344,1	-
Энергия ветра всего, млн т у.т./год	-	-	7182,8	17,96	4600
электроэнергия, млрд кВт.ч/год	-	158,9-413,5***	21126	52,8	-
Энергия биомассы, в т.ч.:	-	-	1,517	1,348	-
Отходы растениеводства всего, млн т у.т./год	0,319	-	0,223	0,223	-
электроэнергия, млрд кВт.ч/год	-	0,617	-	-	-
тепловая энергия, млрд. млн Гкал/год	-	1,593	-	-	-
Отходы животноводства всего, млн т у.т./год	1,067	-	0,95	0,95	-
электроэнергия, млрд кВт.ч/год	-	2,945	-	-	-
тепловая энергия, млрд млн Гкал/год	-	5,139	-	-	-
Твердые бытовые отходы (ТБО)	0,261	-	0,201	0,142	-
электроэнергия, млрд кВт.ч/год	-	0,176	-	-	-
тепловая энергия, млрд млн Гкал/год	-	0,957	-	-	-
Осадок сточных вод (ОСВ)	0,02	-	0,018	0,075	-
электроэнергия, млрд кВт.ч/год	-	0,025	-	-	-
тепловая энергия, млрд млн Гкал/год	-	0,044	-	-	-
Лесопромышленный комплекс	0,049	-	-	1	-
электроэнергия, млрд кВт.ч/год	-	0,009	-	-	-
тепловая энергия, млрд млн Гкал/год	-	0,017	-	-	-

* Сведения о техническом потенциале отсутствуют.
** Коэффициент пересчета в т у.т. 0,34.
*** На высотах 30 – 120 м соответственно.

Значительная часть территории Республики Дагестан, особенно горные и предгорные зоны, не охвачена системами централизованного энергоснабжения. Здесь функционируют малые дизельные электростанции и котельные, работающие на привозном жидком топливе. Высокая стоимость доставки топлива в удаленные районы приводит в итоге к существенному удорожанию электроэнергии и тепла для конечных потребителей. Использование НВИЭ, в том числе в автономных энергетических установках, может стать в ряде случаев оптимальным решением.

В регионе имеется и мощная научная база, столь необходимая при разработке технологически новых решений для энергетики на базе НВИЭ. В частно-

сти, активная научно-практическая деятельность в данной сфере ведется специалистами Дагестанского филиала Объединенного института высоких температур и Института проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН.

Энергия малых рек. По данным специалистов Географического факультета МГУ и специалистов НИУ ВШЭ, гидроэнергетический потенциал Дагестана в среднем составляет от 150 до 327 МВт.ч/кв.км. Здесь протекает, по данным Росприроднадзора, 4374 реки (по другим оценкам – до 6600 рек), в том числе 100 главных, имеющих длину более 25 км и площадь водосбора более 100 км, и 185 малых. Насчитывается 139 рек с гидроэнергетическим потенциалом 7,7 млрд кВт/час, перспективным для строительства малых ГЭС (МГЭС). Наиболее многоводны горные реки, которые благодаря быстрому течению не замерзают даже зимой, им свойственны значительные уклоны.

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы по территории республики распределены неравномерно. Более 94% общего гидроэнергетического потенциала сосредоточено в бассейнах четырех рек – Сулака, Самура, Аварского Койсу и Андийского Койсу. Площадь бассейна Сулака составляет 15,2 тыс. кв км, на него приходится половина всех гидроэнергоресурсов республики. Самур является второй по величине рекой в Дагестане. Площадь его бассейна составляет 7,3 тыс. кв км. В настоящее время освоено около 10% гидроресурсов республики.

Геотермальная энергия. Среди регионов России Республика Дагестан является одним из лидеров по потенциалу освоения ресурсов геотермальной энергии, месторождений редких металлов и гидроминерального сырья. Территорию региона пересекает ряд разломов глубинного заложения и сейсмогенерирующих разломов, по которым происходит восходящая миграция газофлюидов и геотермальных растворов с больших глубин. Вдоль Самурского, Дербентского, Терско-Каспийского и других разломов наблюдаются четко локализованные гидрогеотермические, сейсмотектонические и газогеохимические аномалии.

В толще осадочных пород платформенного Дагестана сформировался крупнейший резервуар высокотермальных редкометальных гидроминеральных ресурсов, наблюдаются крупные аномалии редких элементов – лития, рубидия, цезия, бора, кремневой кислоты и пр., а также глубинных газов: водорода, гелия, углекислого газа, сероводорода. Соответственно, характерными особенностями геотермальных вод платформенной части Дагестана являются высокая минерализация (20 – 200 г/л), повышенное газосодержание, склонность к солеотложению при изменении термобарических условий и высокая коррозионная агрессивность.

Разведанные эксплуатационные запасы геотермальных вод в регионе составляют 129,79 тыс. куб. м/сутки, из них запасы первоочередного освоения – 86,2 тыс. куб. м/сутки. Сегодня используется лишь около 10% разведанных запасов. Наиболее интенсивно эксплуатируются Махачкала-Тарнаирское, Кизлярское и Избербашское месторождения термальных вод. Крупнейшим из 12 месторождений термальных вод Дагестана является Тарумовское.

В регионе имеется значительное количество неэксплуатируемых нефтяных скважин глубиной до 5000 м, которые могут быть задействованы в процессе освоения геотермальных ресурсов. Это позволит нарастить поставки тепловой энергии без значительных затрат на бурение.

Энергия ветра. В Республике Дагестан присутствуют зоны с высокими ветроэнергетическими показателями. Согласноданным Vaisala 3TIER Services global windand solar data set, для большей части региона средняя скорость ветра на высоте 80 м превышает 5 м/с, а в отдельных районах на юге и юго-западе, а также в прибрежных районах на севере региона достигает 9 м/с. Другие параметры, определяющие потенциал использования энергии ветра, приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2. Диапазоны основных ветроэнергетических показателей на территории Республики Дагестан

Показатель	Высота над поверхностью земли, м			
	30	50	100	120
Юг региона				
Среднегодовая скорость ветра, м/с	5,1-7,4	6,2-8,7	8,1-10,8	8,6-11,5
Годовой удельный валовый потенциал энергии ветра, МВт.ч/год[1]	830-2060	3820-8740	28600-54900	48100-88000
Годовой удельный технический потенциал энергии ветра, МВт.ч/год[2]	458-865	2360-3680	11700-16200	12700-18600
Продолжительность энергетических затиший, % дней года	17-29	9-19	1-2	1-2
Север региона				
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4,2-5,1	5,2-6,2	6,9-8,1	7,4-8,6
Годовой удельный валовый потенциал энергии ветра, МВт.ч/год	370-830	1860-3820	11300-28600	19700-48100
Годовой удельный технический потенциал энергии ветра, МВт.ч/год	225-458	1360-2360	7100-11700	8400-12700
Продолжительность энергетических затиший, % дней года	29-45	19-32	2-4	2-5

Высокие значения удельных показателей валового и технического потенциала энергии ветра при небольшой относительной продолжительности энергетических затиший характеризуют Дагестан как весьма перспективный с точки зрения развития ветроэнергетики регион. В то же время суммарный технический потенциал энергии ветра на всей территории региона характеризуется как умеренный (таблица 7.2), поскольку определяется, в том числе, наличием земель, пригодных для размещения ветроэнергетических установок.

Солнечная энергия. Республика Дагестан является одним из лидирующих по уровню инсоляции регионов России. В отдельных районах среднегодовая продолжительность солнечного сияния составляет до 2500 часов, а количество солнечных дней в среднем – до 310 в году. При этом среднегодовой уро-

[1]Часть среднемноголетней суммарной энергии ветрового потока, которая может быть максимально использована в течение определенного периода времени идеальной ВЭУ в конкретной точке местности.

[2]Часть среднемноголетней суммарной энергии ветрового потока, которая может быть преобразована в электрическую энергию при существующем уровне развития технологий в течение определенного периода времени в конкретной точке местности.

вень солнечной радиации (на горизонтальную поверхность) составляет 3,5-4 (местами до 4,5) кВт.ч/кв. м в день, в летние месяцы этот показатель увеличивается до 5-6,5 (местами до 7) кВт.ч/ кв. м. За счет такого значительного количества солнечной энергии теоретически возможно покрыть до 100% потребности населения в горячем водоснабжении, что особенно актуально для развития систем автономного энергоснабжения муниципальных образований республики.

Сельскохозяйственные отходы и ТБО. Сельское хозяйство является одним из важнейших секторов экономики Дагестана, который формирует 14 % ВРП. По данным на конец 2018 г., в сельском хозяйстве региона функционирует 5062 крупных и средних предприятия различных форм собственности, а также 11957 индивидуальных предпринимателей и фермерских хозяйств. В общероссийском масштабе на долю Республики Дагестан приходится 5,2% поголовья крупного рогатого скота, 20,8% поголовья овец и коз, 24,5% площадей виноградников, 5,1% площадей плодово-ягодных насаждений. Таким образом, в регионе имеется значительный потенциал использования сельскохозяйственных отходов, прежде всего отходов животноводства, в энергетических целях. Имеются также и технологические решения, позволяющие в различных масштабах перерабатывать отходы животноводства и растениеводства с получением биогаза. Однако на сегодняшний день энергетические ресурсы биомассы в регионе практически не востребованы.

Аналогичная ситуация наблюдается и в сфере утилизации ТБО. В настоящее время в Дагестане нет ни одного мусороперерабатывающего комплекса. В то же время энергетический потенциал ТБО в регионе достаточно высок и составляет до 200-330 тыс. т у.т./год

Отметим, что использование отходов сельского хозяйства в качестве источника энергии позволило бы не только обеспечить электричеством и теплом сельскохозяйственные предприятия и часть сельского населения Дагестана, но и способствовало бы улучшению экологической и эпидемиологической ситуации в животноводческом секторе региона.

7.2. Анализ состава существующих и планируемых к строительству и реконструкции установок и объектов энергетического использования НВИЭ в Республике Дагестан

Малые ГЭС. К малым ГЭС (МГЭС) в России относят ГЭС мощностью до 25 МВт. Под микро-ГЭС понимаются гидроэлектростанции мощностью менее 100 кВт.

Имеющаяся в настоящее время официальная информация о 10 МГЭС, которые функционируют в составе Дагестанского филиала ПАО «РусГидро», представлена в таблице 7.3. Помимо перечисленных в таблице станций, в 2001 г. в рамках программы «Прометей» была введена в эксплуатацию расположенная на отводном канале Чирюртской ГЭС-1 экспериментальная Бавтугайская МГЭС мощностью 0,6 МВт. Сегодня Бавтугайская МГЭС является поли-

гоном для испытаний унифицированного оборудования малых ГЭС по технологии «Прометей».

Таблица 7.3. Перечень и основные характеристики МГЭС, эксплуатируемых Дагестанским филиалом ПАО «РусГидро»

Наименование МГЭС	Местоположение	Год окончания строительства	Количество и установленная мощность гидроагрегатов	Среднегодовая выработка, млн кВт.ч
Амсарская	р. Маик-Чай, с. Амсар Рутульского района	2008	2 х 0,5 МВт	2,5-3,0
Аракульская	р. Хиривалю, с. Аракул Рутульского района	2008	1 х 1 МВт; 1 х 0,315 МВт	4,5-5,0
Шиназская	р. Шиназ-Чай, с. Шиназ Рутульского района	2008	1 х 1 МВт; 1 х 0,315 МВт	4,5-5,0
Агульская	р. Чирахчай, Агульский район	2006	1 х 0,6 МВт	2,0-2,5
Ахтынская	р. Ахтычай, с. Ахты Ахтынского района	1997	3 х 0,6 МВт	2,5-3,0
Курушская	р. Усухчай, с. Текипиркент, Докузпаринского района	1951	2 х 0,25 МВт	1,0
Магинская	р. Маги, Рутульского района	2006	2 х 0,6 МВт	2,0-3,5

В 2018 г. совокупная средняя установленная мощность МГЭС Дагестана составила 8,33 МВт, суммарная выработка электроэнергии – 5 млн кВт.ч[3].

Суммарная среднегодовая выработка за период 2014-2018 гг. составила 3,6 млн кВт.ч, что на 25% ниже средних многолетних значений показателя, в том числе ввиду маловодности данного пятилетия.

Как видно из таблицы 7.3, пик современного строительства МГЭС в Республике Дагестан пришелся на середину 2000-х годов. В докладе «Перспективы развития гидроэнергетики в Республике Дагестан», представленном на заседании правления ОАО «ГидроОГК» еще в июне 2006 г., были отмечены 34 МГЭС, которые планировалось разместить в бассейнах рек Сулак и Самур общей мощностью 65 МВт (карта размещения этих объектов приведена в Приложении на рисунке 2). Из них были построены и введены в эксплуатацию только Амсарские ГЭС-1 и ГЭС-2 фактической суммарной мощностью 1 МВт. В то же время, согласно программе «Энергосбережение и повышение энергети-

[3]По данным статистических отчетов «Сведения о работе гидроэлектростанции» за 2018 г.

ческой эффективности в Республике Дагестан на 2014–2020 годы», среди основных направлений развития гидроэнергетического потенциала региона попрежнему выделяется восстановление и строительство новых малых ГЭС.

Тем не менее, в инвестпрограмме ПАО «РусГидро» строительство новых МГЭС в Республике Дагестан пока не запланировано. На сегодня имеется не подтвержденная информация лишь о строительстве МГЭС ООО «Эко-энерджи» суммарной установленной мощностью 74,7 МВт, которые предполагается ввести в эксплуатацию в 2024 г.[4]

Эти станции учтены в региональном варианте прогноза ввода генерирующего оборудования электростанций, функционирующих на основе НВИЭ. В базовом варианте прогноза ввод в эксплуатацию МГЭС на территории Республики Дагестан в перспективе до 2024 г. не предусмотрен.

Системы геотермального теплоснабжения. По данным Института проблем геотермии Дагестанского научного центра РАН, на сегодня геотермальным теплом потребителям республики отпускается около 100 тыс. Гкал/год. ООО «Геоэкопром» поставляет тепловую энергию в геотермальной воде потребителям жилищно-коммунального сектора в городах Махачкала, Кизляр и Избербаш. В частности, в Махачкале осуществляется теплоснабжение 95 жилых домов[5]. При этом тарифы ООО «Геоэкопром» приблизительно втрое ниже, чем у основных теплоснабжающих организаций Махачкалы.

[4] Сведения Агентства по предпринимательству и инвестициям РД .
[5] Данные 2013 г.

Таблица 7.4. Тарифы на тепловую энергию по Республике Дагестан на 2019 г.

№№ п/п	Наименование организации	Тарифы на 2019г. руб/Гкал с учетом НДС	
		тариф 1-го полугодия	тариф, 2-го полугодия
г. Махачкала			
1.	ООО «Дагестанэнерго»	1391,11	1443,97
2.	ОАО «Махачкалатеплоэнерго»	1354,83	1414,45
3.	ОАО «Махачкалатеплосервис»	1284,98	1322,59
4.	ООО «Энергосервис-2» (УСН)	1132,63	1203,43
5.	ООО «ТК ОАЗИС» (УСН)	1315,60	1373,86
6.	КПРД «ОККХОЗ»	1182,17	1182,17
7.	МУП «Котельная» (УСН)	1229,92	1242,16
8.	ООО «Экспресс-сервис» (УСН)	1053,22	1054,60
9.	ЖСК «Новый город»	1320,80	1320,80
10.	ФГБУ «ЦЖКУ»	996,66	1019,29
11.	ООО «Геоэкопром» (Центральный участок)	512,22	536,36
12.	ООО «УК «Комфорт-ЖК» (УСН)	1137,81	1181,01
г.Каспийск			
13.	Каспийск «КТС» - кот. Халилова	1127,92	1169,65
	Каспийск «КТС - кот.Абдулманапова	1216,75	1253,14
г. Избербаш			
14.	ООО «Геоэкопром» (Южный участок)	523,04	546,52
15.	МУП «Тепловые сети»	1155,44	1199,03
г. Дагестанские Огни			
16.	МУП «Тепловые сети»	1264,50	1325,34
г. Дербент			
17.	ООО «Дербенттепло»	1364,87	1412,29
г. Буйнакск			
18.	МУП «Буйнакскгортеплосервис»	1417,64	1459,92
г. Хасавюрт			
19.	ООО «Теплоснаб» (УСН)	987,22	1053,29
г. Кизляр			
20.	ОАО «Концерн «КЭМЗ»	249,96	257,04
21.	ООО «Кизляртеплосервис»	1139,20	1169,77
22.	ООО «ДИАНА» (УСН)	1194,39	1075,43
23.	ОАО РЖД	1062,13	1116,34
24.	г. Кизляр. Северный участок ООО «Геоэкопром»	235,33	239,30

Источник данных: Республиканская служба по тарифам РД.

При помощи геотермальных вод отапливается также 2,4 га теплиц ООО «Югагрохолдинг». Вторая очередь проекта – тепличный комплекс в районе по-

селка Шамхал-Термен Кировского района Махачкалы на площади 21,2 га открыта – в 2017 году, а общая предполагаемая площадь тепличного хозяйства должна достигнуть 23,6 га. Для обогрева теплиц предположительно будут использованы геотермальные воды, подаваемые из близлежащих скважин (собственник скважин – ОАО «Геотермнефтегаз).

Развивать геотермальное теплоснабжение муниципальных образований и отдельных производственных объектов Республики Дагестан в ближайшей перспективе целесообразно, прежде всего, используя имеющийся фонд неэксплуатируемых нефтяных скважин. Отсутствие затрат на бурение, которые могут составлять до 90% стоимости проекта, позволит сохранить конкурентоспособные тарифы и при этом увеличить выработку геотермальной тепловой энергии до 300 тыс. Гкал в год к 2020.

Имеется также ряд проектов строительства в регионе объектов геотермальной энергетики, в том числе электростанции комбинированного цикла мощностью до 50 МВт на Тарнаирском геотермальном месторождении, а также нескольких ГеоТЭС, функционирующих с использованием существующего фонда простаивающих нефтяных скважин, в том числе опытно-промышленной ГеоТЭС мощностью 10 МВт, и др.

Однако на сегодняшний день отсутствуют факты, подтверждающие описанные ожидания по вводам мощности объектов геотермальной энергетики до 2024 г. Соответственно, в указанной перспективе прогноз развития НВИЭ в Республике Дагестан не предполагает вводов ГеоТЭС. В базовом варианте прогноза не предусматривается также наращивание выработки геотермального тепла, в региональном варианте планируется ее увеличение до 200 тыс. Гкал в год к концу периода.

Солнечные ЭС. В 2014 г. в Каспийске заработала первая очередь СЭС ООО «МЭК-Инжиниринг» мощностью 1 МВт. По данным Агентства по предпринимательству и инвестициям Республики Дагестан, до 2024 года планируется ввод в работу СЭС – 1,5 МВт ООО «Эко-энерджи». Согласно СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг., в Республике Дагестан не планируется ввод солнечных электростанций.

На территории Дагестана имеются и возможности производства солнечных модулей. В частности, в Махачкале функционирует ООО «Дагкремний» – предприятие, выпускающее альтернативные источники энергии для коттеджных поселков, офисных зданий, промышленных и сельскохозяйственных объектов.

Среди экспериментальных объектов следует отметить полигон «Солнце» Дагестанского филиала Объединенного института высоких температур РАН. Здесь разработаны и производятся водонагревательные установки для автономного теплоснабжения отдельных объектов на базе плоских солнечных коллекторов из полимерных материалов.

Другие энергогенерирующие установки на основе НВИЭ. В перспективе до 2024 г. также будут возрастать масштабы использования НВИЭ для нужд индивидуального энергоснабжения объектов. В этом направлении хорошими перспективами обладают коллекторы для нагревания воды, преобразую-

щие энергию солнечного света в тепловую, биогазовые установки для фермерских хозяйств, ветроэнергетические установки малой мощности.

В таблице 7.5 представлен прогноз прироста мощности относительно крупных энергетических установок, функционирующих на основе различных видов НВИЭ, на предстоящие пять лет.

Таблица 7.5. Прогноз прироста мощности объектов энергетики, функционирующих на основе НВИЭ в Республике Дагестан в 2019–2024 гг.

Тип энергоустановки	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Базовый вариант прогноза						
МГЭС, МВт	0	0	0	0	0	0
СЭС, МВт	0	0	0	0	0	0
Теплоснабжающие установки на основе геотермальной энергии, тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0
Региональный вариант прогноза						
МГЭС, МВт	0	0	0	0	0	74,7
СЭС, МВт	0	0	0	0	0	1,5
Теплоснабжающие установки на основе геотермальной энергии, тыс. Гкал в год	0	0	0	0	0	0

8. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан за отчетный год

Проведен анализ предоставленных филиалом АО «СО ЕЭС» – Дагестанское РДУ потокораспределений:

зимнего за 4, 10, 18 часы 19 декабря 2018 г.;

летнего за 4, 10, 22 часы 20 июня 2018 г.

Данные по потреблению мощности и генерации в режимах отчётного потокораспределения 2018 г. приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1. – Показатели балансов мощности в контрольные часы.

Время	***Р*ген.**	***Р*потр.**	**Δ*Р*= *Р*ген –*Р*потр**
час	МВт		
2018 г.			
Зима			
04-00	94	799	-705
10-00	641	1013	-372
18-00	625	1164	-539
2018 г.			
Лето			
04-00	360	415	-55
10-00	783	597	186
22-00	1168	709	459

Из таблицы видно, что в зависимости от времени года энергосистема может быть как избыточной (лето), так и дефицитной (зима) по мощности. Поскольку основную часть установленной электрической мощности электростанций составляют ГЭС, выработка электроэнергии зависит от водности года. Очевидно, что зимой выработка электроэнергии снижается за счет низкой водности. Более того, выработка электроэнергии на ГЭС осуществляется неравномерно в течение года. Так в мае-августе вырабатывается практически половина годового объема электроэнергии, причем в этот период потребность энергосистемы минимальна. Проектный режим работы пиковых и полупиковых ГЭС, расположенных на территории Дагестанской энергосистемы, предполагает максимальную генерацию в часы максимальных нагрузок и полную остановку гидротурбин в ночной провал нагрузок.

Для анализа режима зимнего максимума принят зимний контрольный замер 19 декабря 2018 г. за 18 час, зимнего минимума – зимний контрольный замер 19 декабря 2018 г. за 4 час. Для анализа режима летнего максимума принят летний контрольный замер 20 июня 2018 г. за 22 час, летнего минимума – летний контрольный замер 20 июня 2018 г. за 4 час.

В таблице 8.2 приведена токовая загрузка ЛЭП 330 кВ в характерных режимах.

Как видно из таблицы 8.2, загрузка ЛЭП 330 кВ находится в пределах допустимой. Наибольшая загрузка отмечается у ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Махачкала в летний максимум 2018 г. и составляет 61%.

В таблице 8.3 приведена токовая загрузка автотрансформаторов 330 кВ.

Таблица 8.2. Токовая загрузка ЛЭП 330 кВ

№ п/п	Диспетчерское наименование	Марка провода	Длительно-допустимая токовая нагрузка, А		Загрузка ЛЭП							
					ЗМин		ЗМакс		ЛМин		ЛМакс	
			При t=-5°С	При t=+35°С	А	%	А	%	А	%	А	%
1.	ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт	2хАСО-300	1832	1250	337	20	290	17	97	27	453	31
2.	ВЛ 330 кВ Чирюрт – Артем	2хАСО-300	1832	1250	382	22	503	30	61	4	199	14
3.	ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала	2хАСО-300	1832	1250	602	36	595	35	104	7	155	11
4.	ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент	2хАСО-300	1832	1250	157	9			80	5	213	15
5.	ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №2	2хАСО-400	1832	1250	0	0	316	19	180	12	582	39
6.	ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №1	2хАСО-400	1832	1250	214	11	313	18	0	0	312	21
7.	ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт	2хАСО-300	1832	1250	501	29	506	30	220	15	190	13
8.	ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Махачкала	2хАСО-300 2хАСО-400	1613	1250	147	10	296	20	268	27	612	61
9.	ВЛ 330 кВ Моздок –Артем	2хАСО-300	1000	1000	423	42	385	39	129	9	190	19
10.	ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз (ВЛ 330 кВ Дербентская)	2хАСО-300	1832	1250	38	2	45	3	58	4	55	4

Примечание: токовая загрузка в процентном отношении к ДДТН расчитана по фактической температуре воздуха в час замера.

Таблица 8.3. Токовая загрузка автотрансформаторов 330 кВ

№ п/п	Объект	Дисп. наименование	Тип трансформатора	Sн, МВА	Uном, кВ	Длительно допустимая токовая загрузка стороны 110 кВ, А		Загрузка автотрансформаторов							
								ЗМин		ЗМакс		ЛМин		ЛМакс	
						При t= -5°, С	При t=+35°, С	А	%	А	%	А	%	А	%
1.	ПС 330 кВ Чирюрт	АТ-1	АТДЦТН-200000	200	330/110/10	1180	869	769	70	895	81	342	35	396	42
		АТ-2	АТДЦТН-200000	200	330/110/10	1180	869	780	70	909	81	337	34	399	42
2.	ПС 330 кВ Махачкала	АТ-1	АТДЦТН-200000	200	330/110/10	1180	869	474	42	732	66	348	35	534	54
		АТ-2	АТДЦТН-200000	200	330/110/10	1180	869	480	43	760	68	368	37	560	57
3.	ПС 330 кВ Дербент	АТ-1	АТДЦТН-125000	125	330/110/10	736	541	284	42	452	67	173	28	284	46
		АТ-2	АТДЦТН-125000	125	330/110/10	736	541	263	39	428	64	160	26	263	43
4.	ПС 330 кВ Артем	АТ-1	АТДЦТН-125000	125	330/110/10	737	543	569	76	664	91	172	26	215	34
5.	Ирганайская ГЭС	АТ	АТДЦТН-125000	125	330/110/10	783	625	144	57	182	72	13	2	172	25

Примечание: токовая загрузка в процентном отношении к ДДТН расчитана по фактической температуре воздуха в час замера.

Наибольшая загрузка автотрансформаторов наблюдается в режиме зимнего максимума. В этом режиме загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 330 кВ Чирюрт составляет 81%, АТ-1 на ПС 330 кВ Артем – 91%, АТ Ирганайской ГЭС – 72%. Существенная загрузка всех автотрансформаторов 330 кВ энергосистемы указывает на возможную перегрузку в ремонтных и послеаварийных режимах, что будет проверено электрическими расчетами потокораспределения на перспективу 2020-2024 гг.

Для Дагестанской энергосистемы по причине протяженных сетей 110 кВ и неравномерного распределения источников электроэнергии характерна проблема низких уровней напряжения в наиболее удаленных узлах сети 110 кВ. Наибольшие отклонения напряжений от номинальных значений выявлены на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Миарсо (100 кВ), ПС 110 кВ Анцух (100 кВ) и ПС 110 кВ Цудахар (100 кВ). При этом следует отметить, что напряжения в контрольных пунктах Дагестанской энергосистемы находятся в допустимых пределах.

В таблице 8.4. приведены данные по оперативному состоянию средств компенсации реактивной мощности (СКР), установленных на ПС энергосистемы Республики Дагестан. Из таблицы следует, что в части контрольных пунктов есть возможность повысить напряжения за счет включения конденсаторных батарей.

Таблица 8.4. Оперативное состояние СКР, установленных на ПС энергосистемы Республики Дагестан

№ п/п	Диспетчерское наименование		ЗМакс	ЗМин	ЛМакс	ЛМин
1.	ПС 330 кВ Дербент	КБ-1	откл.	откл.	откл	откл
		КБ-2	вкл.	вкл.	вкл.	вкл.
2.	ПС 330 Артем	БСК-1	вкл.	вкл.	откл	откл
		БСК-2	вкл.	вкл.	откл	откл
3.	ПС 330 кВ Чирюрт	МР 3х55 МВар	откл.	откл.	вкл.	вкл.
4.	ПС 330 кВ Артем	РШ-330-Моздок 4х60	откл.	откл.	вкл.	вкл.
5.	ПС 110 кВ Анцух	КБ-1	вкл.	вкл.	откл	откл
		КБ-2	вкл.	вкл.	откл	откл
6.	ПС 110 кВ Леваши	КБ-1	вкл.	вкл.	откл	откл
		КБ-2	вкл.	вкл.	откл	откл
7.	ПС 110 кВ Кизляр-2	КБ-1	откл.	откл.	откл	откл
		КБ-2	откл.	откл.	откл	откл
8.	ПС 110 кВ Кочубей	КБ-1	откл.	откл.	откл	откл
		КБ-2	откл.	откл.	откл	откл
9.	ПС 110 кВ Ахты	КБ-1	откл.	откл.	откл	откл
		КБ-2	откл.	откл.	откл	откл
10.	ПС 110 кВ Миарсо	БСК-1	вкл.	вкл.	откл	откл
		БСК-2	откл.	откл.	откл	откл

В таблице 8.5 представлен перечень наиболее загруженных ЛЭП 110 кВ с указанием характерного режима.

Таблица 8.5. Перечень наиболее загруженных ЛЭП 110 кВ

№ п/п	Диспетчерское наименование	Длительно допустимый ток, А		Токовая загрузка		Режим
		t=-5 °C	t=+35 °C	А	%	
1.	ВЛ 110 кВ Миатлинская ГЭС – Чиркей ГПП (ВЛ-110-164)	890	607	487	65	ЗМакс
2.	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Каскад Чирюртских ГЭС №2 (ВЛ-110-120)	787	537	437	60	ЗМакс
3.	ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167)	503	343	320	60	ЗМакс
4.	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт Тяговая (ВЛ-110-135)	581	396	370	68,9	ЗМакс
5.	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137)	581	396	301	67,8	ЛМакс
6.	ВЛ 110 кВ Ирганайская ГЭС – Ирганай ГПП (ВЛ-110-188)	916	625	520	61	ЗМакс
7.	ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг Северная с отпайками (ВЛ-110-113)	581	396	280	52,4	ЗМакс
8.	ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197)	774	532	439	60	ЗМакс
9.	ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС – Сулак (ВЛ-110-199)	658	449	389	63,4	ЗМакс
10.	ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	600	449	321	53,5	ЗМакс

Согласно таблице 8.5 загрузка ВЛ 110 кВ по току не превышает допустимую. По данным таблицы видно, что большинство наиболее загруженных ЛЭП 110 кВ – это ЛЭП СВМ ГЭС. Поскольку в энергосистеме преобладают ГЭС, то в зависимости от водности меняется объем выдаваемой мощности на ГЭС. Соответственно загрузка ЛЭП 110 кВ, отходящих от ГЭС, может достигать максимальных значений в различных режимах. Загрузка остальных ВЛ 110 кВ значительно ниже допустимой.

9. Расчеты перспективных электроэнергетических режимов

В данном разделе представлены результаты расчетов установившихся нормальных и послеаварийных режимов Дагестанской энергосистемы для нормальных схем и основных ремонтных схем сети. Расчеты выполнены с целью определения рисков выхода режима за допустимую область. Расчеты выполнены для двух вариантов: базовый (приложения 1-9 к тому 2) и оптимистичный (приложения 10-17 к тому 2).

Величина потребления электрической мощности для базового варианта принята на основании прогноза, приведенного в утвержденной СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг.

Расчеты выполнены в ПК «RastrWin3» с учетом вводов новых и реконструкции действующих энергообъектов и электроустановок.

На графических схемах потокораспределения приведены величины перетоков мощности по сетевым элементам и уровней напряжений в узлах нагрузок.

Расчеты выполнены на полной расчетной модели Дагестанской энергосистемы, сформированной на основании данных зимнего и летнего режимных дней 2018 года, полученных от филиала АО «СО ЕЭС» – Дагестанское РДУ, а также актуальных технических параметров ЛЭП и оборудования, полученных от энергетических компаний.

Результаты расчетов представлены в виде таблиц с указанием токовых нагрузок и уровней напряжений в наиболее отдаленных узлах, а также в графическом виде с указанием перетоков активной мощности и уровней напряжений в узлах сети. В табличных формах отображены наиболее загруженные сетевые элементы.

При выполнении расчетов оценивалась возможность применения схемно-режимных мероприятий для разгрузки перегружаемых сетевых элементов.

9.1. Анализ характерных нормальных и послеаварийных режимов работы основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на период формирования СиПР

«Базовый» вариант развития

В промежуточные годы между 2020-м и 2024-м не предполагается ввод крупных объектов.

Результаты расчетов показали, что проблемы, связанные с выходом параметров режима за допустимую область, наблюдаемые в 2024 году, и для ликвидации которых требуется ограничение потребления, наблюдаются также и в 2020 году.

Перегрузы автотрансформаторов с высшим напряжением 330 кВ во всех приведенных режимах ликвидируются путем загрузки ГЭС, переводом части потребителей на соседние энергосистемы, созданием разрывов сети, переключением анцапф РПН. Дополнительных технических мероприятий в части АТ не требуется.

Сроки ввода объектов электрической сети напряжением 330 кВ и выше приняты в соответствии с СиПР ЕЭС России на 2019-2025 гг.

Сводный анализ характерных режимов, связанных с перегрузом ЛЭП 110 кВ в базовом варианте развития, приведен в таблице 9.1.

Из анализа видно, что наиболее перегружаемыми являются ЛЭП 110 кВ на транзите ПС 330 кВ Артем – ПС 110 кВ ГПП. На рисунках 9.1-9.4 представлены потокораспределения с учетом выполнения предлагаемых технических мероприятий.

В Горном энергорайоне при нормативных возмущениях в ремонтных схемах в зимний период возможны перегрузы ЛЭП 110 кВ и снижения напряжений ниже аварийно-допустимых величин (нарушение устойчивости нагрузки) В связи с этим выполнение ремонтных работ рекомендуется в теплые месяцы с апреля по октябрь при минимальном потреблении мощности (в три раза ниже, чем в ОЗП).

В Центральном энергорайоне при температурах воздуха более 30 градусов Цельсия предлагаемых технических мероприятий для недопущения ввода

ограничений потребителей в послеаварийных режимах в схеме ремонта 1СШ-330 (2СШ-330) ПС 330 кВ Махачкала и аварийном отключении АТ-2 (АТ-1) ПС 330 кВ Махачкала недостаточно, в связи с чем предлагается выполнение указанных ремонтных работ при температуре воздуха не более 30 градусов Цельсия (весна, осень).

В Северном энергорайоне также проблемы, связанные с перегрузами в ремонтной схеме, необходимо исключать путем переноса сроков ремонта на сроки, более благоприятные по режимно-балансовой обстановке – весной или осенью.

Таблица 9.1. Сводный анализ перегрузов ЛЭП 110 кВ (базовый вариант)

№ п/п	Наименование ЛЭП	Описание режима	Расчетная токовая загрузка до выполнения технического мероприятия*, в % от ДДТН		Объем ограничений потребления**, МВт		Предлагаемые технические мероприятия для ликвидации «узких мест»	Расчетная токовая загрузка в 2024 году после выполнения технических мероприятий***, в % от ДДТН.
			2020 г	2024 г	2020 г	2024 г		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ВЛ 110 кВ Артем –Шамхал	Летн. макс. Аварийное отключение 1СШ-110 ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме	133	142,5	60	82	Перефиксация присоединений 110 кВ на ПС 330 кВ Махачкала: - С учетом строительства ПС 110 кВ Звезда: перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП II цепь (ВЛ-110-145), ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП I цепь с отпайкой на ПС Юго-Восточная (ВЛ-110-144) и ВЛ 110 кВ Махачкала-Звезда на 2СШ-110, перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) на 1СШ-110 - Без учета строительства ПС 110 кВ Звезда: перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП II цепь (ВЛ-110-145) и ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) на 2СШ-110, перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) на 1СШ-110	95,4 (рис. 9.1)
		Летн. макс. Ремонт 1СШ-330 ПС 330 кВ Махачкала и аварийное отключение АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала	140	153,2	96	110	-Перевод части нагрузки (до 20 МВт) с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал - Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная - Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная - Алмало. -установка БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая на стороне 6 кВ взамен демонтированных ранее.	118 (рис.9.2)
2.	ВЛ 110 кВ Артем–Компас	Летн. макс. Аварийное отключение 1СШ-110 ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме	129	138	60	82	Перефиксация присоединений 110 кВ на ПС 330 кВ Махачкала: - С учетом строительства ПС 110 кВ Звезда: перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП II цепь (ВЛ-110-145), ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП I цепь с отпайкой на ПС Юго-Восточная (ВЛ-110-144) и ВЛ 110 кВ Махачкала-Звезда на 2СШ-110, перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) на 1СШ-110 - Без учета строительства ПС 110 кВ Звезда: перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП II цепь (ВЛ-110-145) и ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) на 2СШ-110, перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) на 1СШ-110	84,9 (рис. 9.1)
		Летн. макс. Ремонт 1СШ-330 ПС 330 кВ Махачкала и аварийное отключение АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала	137	150,3	96	110	-Перевод части нагрузки (до 20 МВт) с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал - Алмало на ПС 110 кВ	126 (рис. 9.2)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
							Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная - Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная - Алмало. -установка БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая на стороне 6 кВ.	
3.	*ВЛ 110 кВ Артем–Шамхал Тяговая*	*Летн. макс. Аварийное отключение 1СШ-110 ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме*	*104*	*111,3*	*60*	*82*	*Перефиксация присоединений 110 кВ на ПС 330 кВ Махачкала: - С учетом строительства ПС 110 кВ Звезда: перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП II цепь (ВЛ-110-145), ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП I цепь с отпайкой на ПС Юго-Восточная (ВЛ-110-144) и ВЛ 110 кВ Махачкала-Звезда на 2СШ-110, перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) на 1СШ-110 - Без учета строительства ПС 110 кВ Звезда: перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП II цепь (ВЛ-110-145) и ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) на 2СШ-110, перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) на 1СШ-110*	*71,5 (рис. 9.1)*
		Летн. макс. Ремонт 1СШ-330 ПС 330 кВ Махачкала и аварийное отключение АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала	*110*	*120,5*	*96*	*110*	*-Перевод части нагрузки (до 20 МВт) с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал - Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная - Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная - Алмало. -установка БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая на стороне 6 кВ.*	*102 (рис. 9.2)*
4.	*ВЛ 110 кВ Махачкала –Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками*	*Летн. макс. Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками*	*147*	*151*	*4*	*10*	*- Замена провода ЛЭП АС-120 1,1 км на провод сечением не менее АС-150*	*87,7 (рис. 9.3)*
5.	*ВЛ 110 кВ Махачкала –Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками*	*Летн. макс. Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками*	*166*	*170*	*15*	*21*	*- Замена провода ЛЭП М-70 3,5 км на провод сечением не менее АС-150*	*83,9 (рис. 9.4)*
6.	*ВЛ 110 кВ Белиджи –Советская (ВЛ-110-108)*	*Зим. макс. аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба*	*110*	*122,8*	*6*	*10*	*Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) с заменой провода АС-70 17 км на провод сечением не менее АС-120.*	*83,6*
		Летн. макс аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	*100*	*107*	*0*	*5*		*73*
7.	*ВЛ 110 кВ Касумкент –Советская (ВЛ-110-178)*	*Зим. макс. аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба*	*106*	*115,5*	*6*	*10*	*Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) с заменой провода АС-70 12,5 км на провод сечением не менее АС-120.*	*78,6*
		Летн. макс аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	*94*	*102*	*0*	*5*		*69*

**Расчетная токовая загрузка ЛЭП указана до выполнения схемно-режимных мероприятий.*

***Объем ограничения потребления указан после выполнения всех схемно-режимных мероприятий по разгрузке ЛЭП.*

****Расчетная токовая загрузка указана после выполнения схемно-режимных мероприятий*

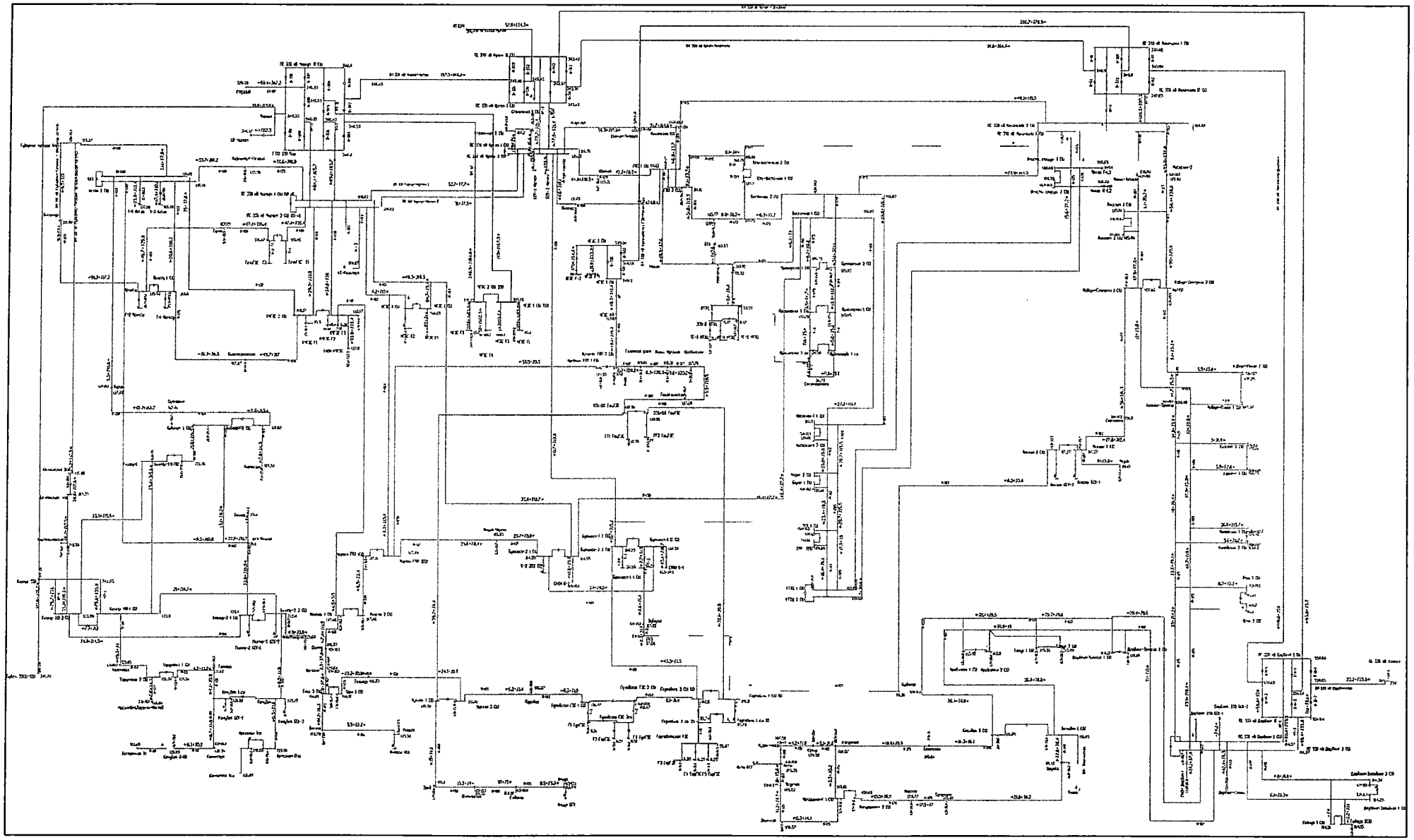


Рис 9.1. Летний максимум 2024 г. Аварийное отключение 1СШ-110 ПС 330 кВ Махачкала с учетом перефиксации присоединений 110 кВ. Перегрузов нет.

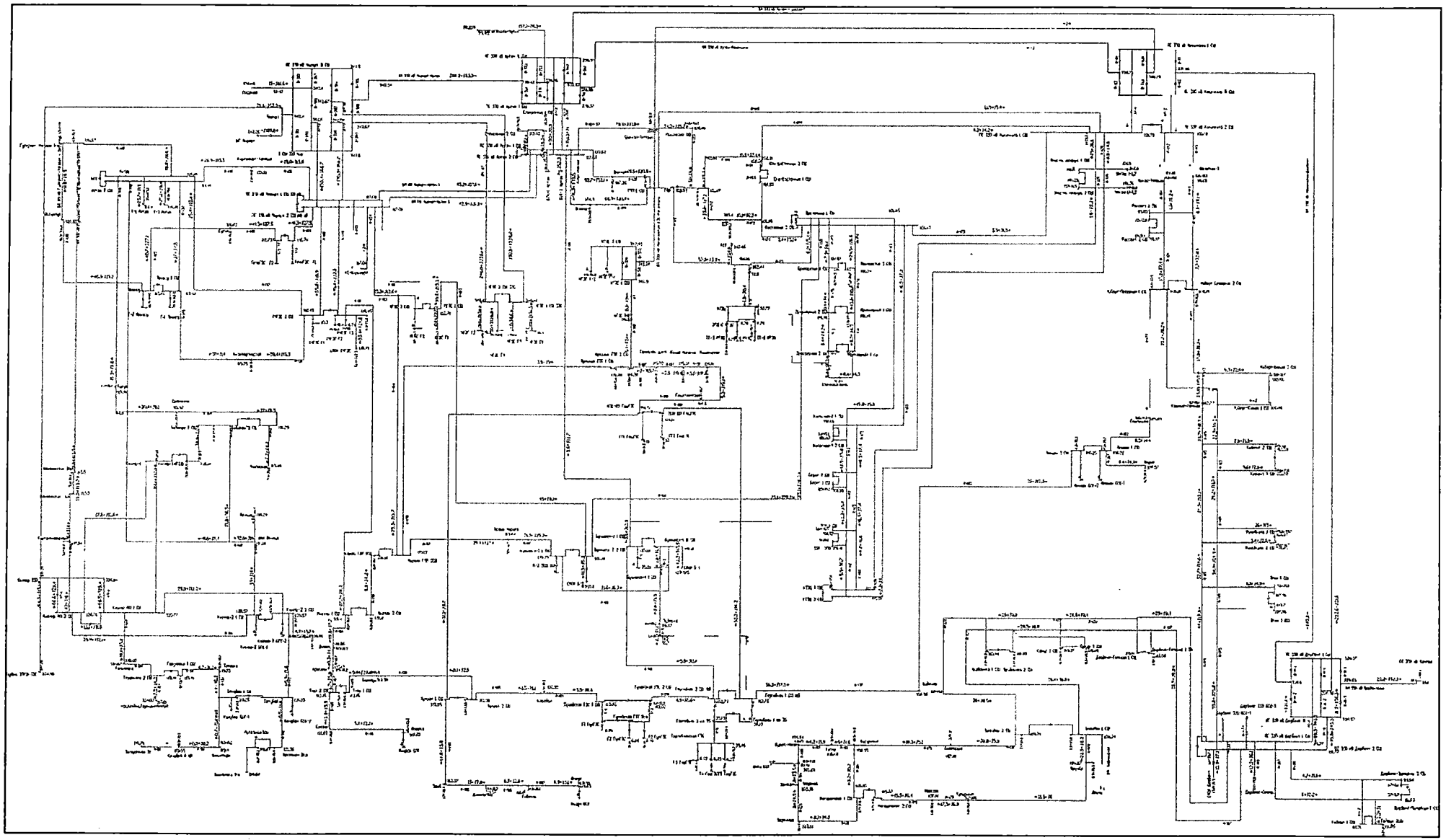


Рис 9.2. Летний максимум 2024 г. Ремонт 1СШ-330 ПС 330 кВ Махачкала и аварийное отключение АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала с учетом перевода нагрузки 35 кВ ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная и установки БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая. Для снижения величины перегрузов выделен Г-1 МГЭС с нагрузкой 100 МВт отключением В-161 ПС 330 кВ Чирюрт и создан разрыв на ВЛ-110-142 и ВЛ-110-113 ПС 330 кВ Махачкала.

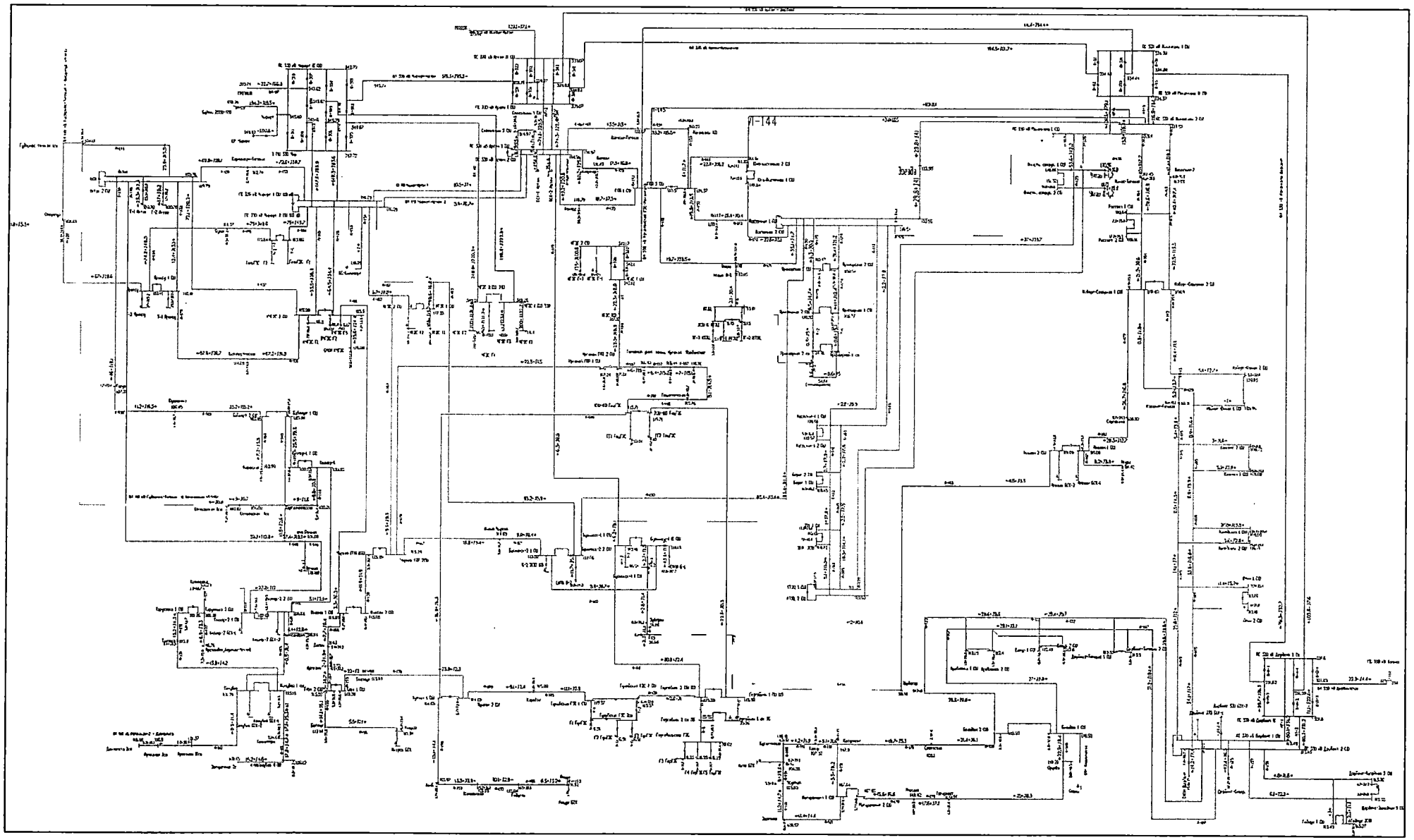


Рис 9.3. Летний максимум 2024 г. Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с учетом строительства ПС 110 кВ Звезда, заменой провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками и выполнения схемно-режимных мероприятий (выделение Г1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная, включение /БСК ПС 330 кВ Артем, разгрузка Ирганайской ГЭС). Перегрузов нет.

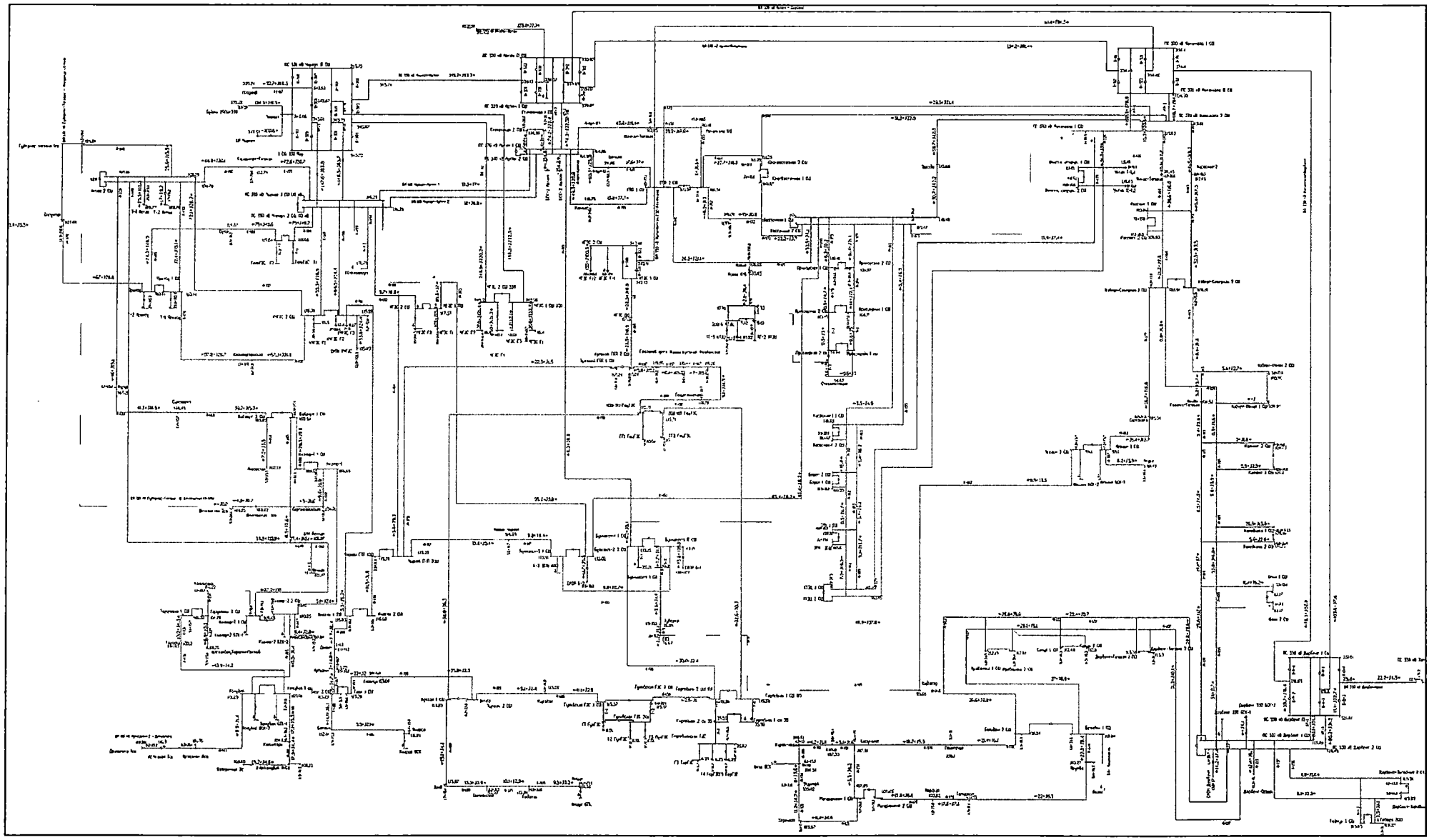


Рис 9.4. Летний максимум 2024 г. Htvjyn ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с учетом строительства ПС 110 кВ Звезда, заменой провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками и выполнения схемно-режимных мероприятий. Перегрузов нет.

«Оптимистичный» вариант развития

В промежуточные годы между 2020-м и 2024-м не предполагается ввод крупных объектов.

Результаты расчетов показали, что проблемы, связанные с выходом параметров режима за допустимую область, наблюдаемые в 2024 году, и для ликвидации которых требуется ограничение потребления, наблюдаются также и в 2020 году.

Перегрузы автотрансформаторов с высшим напряжением 330 кВ во всех приведенных режимах ликвидируются путем загрузки ГЭС, перевода части потребителей на соседние энергосистемы, создания разрывов сети, переключения анцапф РПН. Дополнительных технических мероприятий в части АТ не требуется.

Сроки ввода объектов электрической сети напряжением 330 кВ и выше приняты в соответствии с СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг.

При расчетах дополнительно учтена нагрузка потребителей, не заключивших договор на технологическое присоединение к электрическим сетям. Крупных инвестиционных проектов на территории Республики Дагестан до 2024 года не планируется.

Сводный анализ характерных режимов, связанных с перегрузом ЛЭП 110 кВ, в оптимистичном варианте развития приведен в таблице 9.2.

Из анализа видно, что наиболее перегружаемыми являются ЛЭП 110 кВ на транзите ПС 330 кВ Артем – ПС 110 кВ ГПП. На рисунках 9.5-9.8 представлены потокораспределения с учетом выполнения предлагаемых технических мероприятий.

В Центральном энергорайоне при температуре воздуха более 30 градусов Цельсия предлагаемых технических мероприятий для недопущения ввода ограничений потребителей в послеаварийных режимах в схеме ремонта 1СШ-330 (2СШ-330) ПС 330 кВ Махачкала и аварийном отключении АТ-2 (АТ-1) ПС 330 кВ Махачкала недостаточно, в связи с чем предлагается выполнение указанных ремонтных работ при температуре воздуха не более 30 градусов Цельсия (весна, осень).

В Северном энергорайоне также проблемы, связанные с перегрузами в ремонтной схеме, необходимо исключать путем переноса сроков ремонта на сроки, более благоприятные по режимно-балансовой обстановке – весной или осенью.

Таблица 9.2. Сводный анализ перегрузов ЛЭП 110 кВ (оптимистичный вариант).

№ п/п	Наименование ЛЭП	Описание режима	Расчетная токовая загрузка до выполнения технического мероприятия*, в % от ДДТН		Объем ограничений потребления**, МВт		Предлагаемые технические мероприятия для ликвидации «узких мест»	Расчетная токовая загрузка в 2024 году после выполнения технических мероприятий***, в % от ДДТН.
			2020 г	2024 г	2020 г	2024 г		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал	Летн. макс. Аварийное отключение 1СШ-110 ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме	140,3	148	82	98	Перефиксация присоединений 110 кВ на ПС 330 кВ Махачкала: - С учетом строительства ПС 110 кВ Звезда: перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП II цепь (ВЛ-110-145), ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП I цепь с отпайкой на ПС Юго-Восточная (ВЛ-110-144) и ВЛ 110 кВ Махачкала-Звезда на 2СШ-110, перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) на 1СШ-110 - Без учета строительства ПС 110 кВ Звезда: перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП II цепь (ВЛ-110-145) и ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) на 2СШ-110, перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - Манас-Тяговая(ВЛ-110-142) на 1СШ-110	95,2 (рис. 9.5)
		Летн. макс. Ремонт 1СШ-330 ПС 330 кВ Махачкала и аварийное отключение АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала	151	157,9	110	127	-Перевод части нагрузки (до 20 МВт) с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал - Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная - Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная - Алмало. -установка БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая на стороне 6 кВ взамен демонтированных ранее.	98,1 (рис. 9.6)
2.	ВЛ 110 кВ Артем – Компас	Летн. макс. Аварийное отключение 1СШ-110 ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме	135,8	143,4	82	98	Перефиксация присоединений 110 кВ на ПС 330 кВ Махачкала: - С учетом строительства ПС 110 кВ Звезда: перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП II цепь (ВЛ-110-145), ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП I цепь с отпайкой на ПС Юго-Восточная (ВЛ-110-144) и ВЛ 110 кВ Махачкала-Звезда на 2СШ-110, перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) на 1СШ-110 - Без учета строительства ПС 110 кВ Звезда: перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП II цепь (ВЛ-110-145) и ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) на 2СШ-110, перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - Манас-Тяговая(ВЛ-110-142) на 1СШ-110	83,7 (рис. 9.5)
		Летн. макс. Ремонт 1СШ-330 ПС 330 кВ Махачкала и аварийное отключение АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала	148	154,7	110	127	-Перевод части нагрузки (до 20 МВт) с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал - Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная - Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная - Алмало. -установка БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая на стороне 6 кВ взамен демонтированных ранее.	103,6 (рис. 9.6)
3.	ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал Тяговая	Летн. макс. Аварийное отключение 1СШ-110 ПС 330 кВ Махачкала в нор-	109,6	115,8	82	98	Перефиксация присоединений 110 кВ на ПС 330 кВ Махачкала:	70,8 (рис. 9.5)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		мальной схеме					*- С учетом строительства ПС 110 кВ Звезда: перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП II цепь (ВЛ-110-145), ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП I цепь с отпайкой на ПС Юго-Восточная (ВЛ-110-144) и ВЛ 110 кВ Махачкала-Звезда на 2СШ-110, перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) на 1СШ-110 - Без учета строительства ПС 110 кВ Звезда: перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП II цепь (ВЛ-110-145) и ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) на 2СШ-110, перевод ВЛ 110 кВ Махачкала - Манас-Тяговая(ВЛ-110-142) на 1СШ-110*	
		Летн. макс. Ремонт 1СШ-330 ПС 330 кВ Махачкала и аварийное отключение АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала	*118,7*	*124*	*110*	*127*	*-Перевод части нагрузки (до 20 МВт) с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал - Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная - Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная - Алмало. -установка БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая на стороне 6 кВ взамен демонтированных ранее.*	*85,6 (рис. 9.6)*
4.	*ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками*	*Летн. макс. Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками*	*147*	*118,4*	*4*	*0*	*- Замена провода ЛЭП АС-120 1,1 км на провод сечением не менее АС-150*	*92,3 (рис. 9.7)*
5.	*ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками*	*Летн. макс. Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками*	*166*	*131,3*	*15*	*0*	*- Замена провода ЛЭП М-70 3,5 км на провод сечением не менее АС-150*	*88,3 (рис. 9.8)*
6.	*ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108)*	*Зим. макс. аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба*	*112,2*	*122,8*	*7*	*10*	*Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) с заменой провода АС-70 17 км на провод сечением не менее АС-120.*	*83,6*
		Летн. макс аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба	*101,2*	*107*	*1*	*5*		*73*
7.	*ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская(ВЛ-110-178)*	*Зим. макс. аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба*	*108,5*	*115,5*	*7*	*10*	*Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) с заменой провода АС-70 12,5 км на провод сечением не менее АС-120.*	*78,6*
		Летн. макс аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба	*96*	*102*	*0*	*5*		*69*

**Расчетная токовая загрузка ЛЭП указана до выполнения схемно-режимных мероприятий.*

***Объем ограничения потребления указан после выполнения всех схемно-режимных мероприятий по разгрузке ЛЭП.*

****Расчетная токовая загрузка указана после выполнения схемно-режимных мероприятий/*

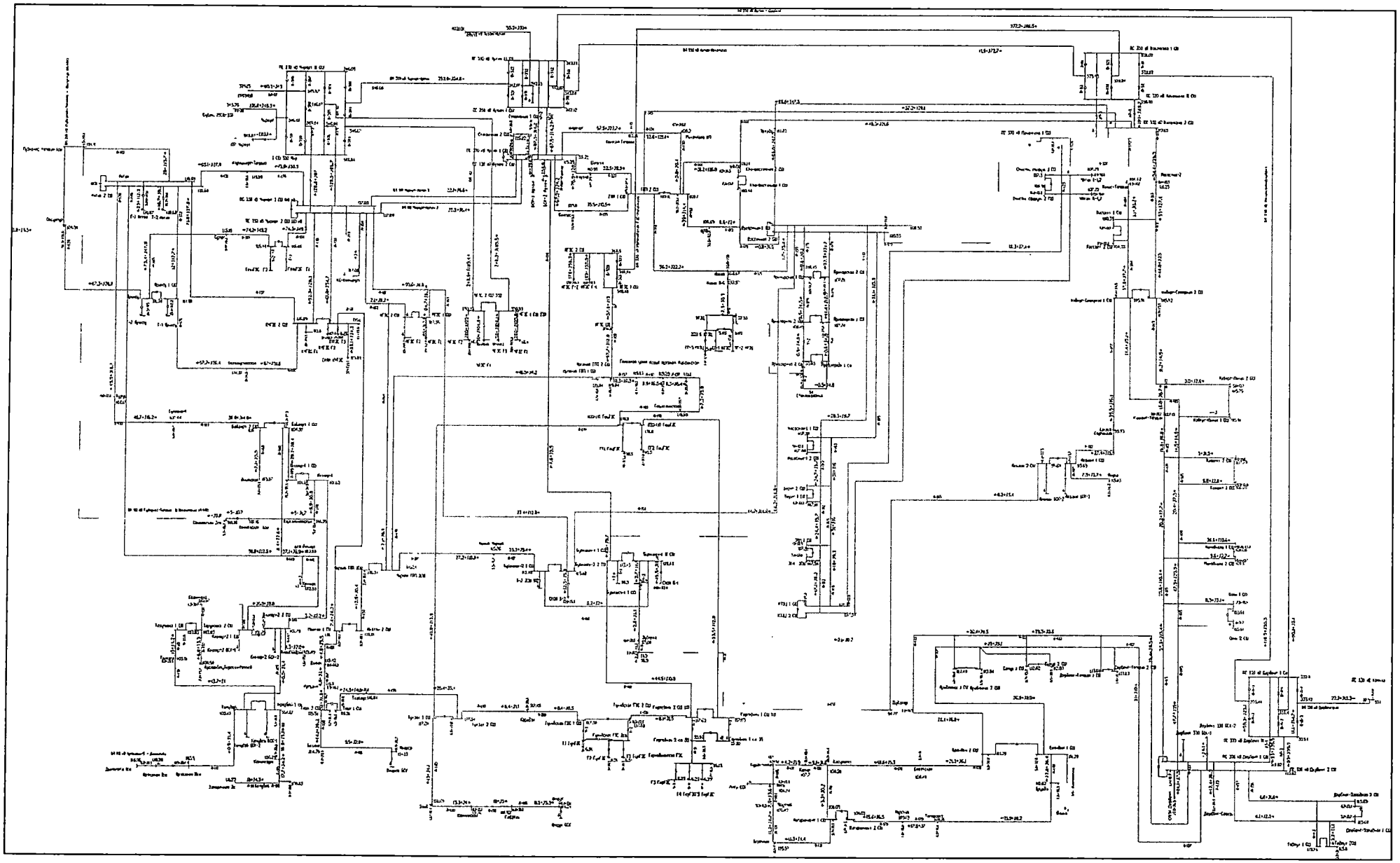


Рис 9.5. Летний максимум 2024 г. Аварийное отключение 1СШ-110 ПС 330 кВ Махачкала с учетом перефиксации присоединений 110 кВ и строительства ПС 110 кВ Звезда. Перегрузов нет.

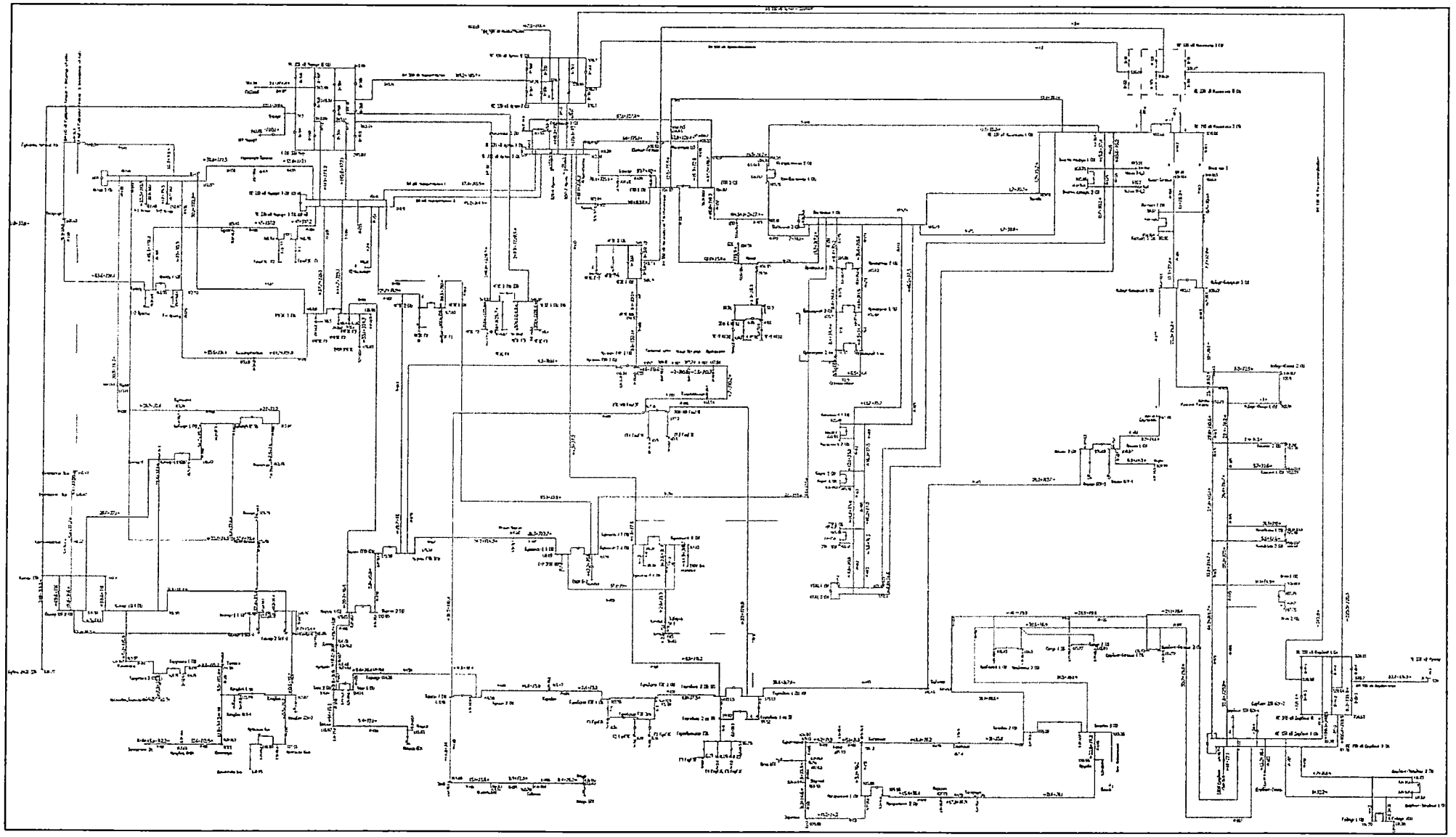


Рис 9.6. Летний максимум 2024 г. Ремонт 1СШ-330 ПС 330 кВ Махачкала и аварийное отключение АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала с учетом перевода нагрузки 35 кВ ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная, строительства ПС 110 кВ Новолак с созданием транзита ПС 330 кВ Артем-ПС 110 кВ Новолак-ПС 110 кВ ГПП, установки БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая. Для снижения величины перегрузов выделен Г-1 МГЭС с нагрузкой 100 МВт отключением В-161 ПС 330 кВ Чирюрт и содан разрыв на ВЛ 110 кВ Махачкала - Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) и ВЛ-110-113 ПС 330 кВ Махачкала.

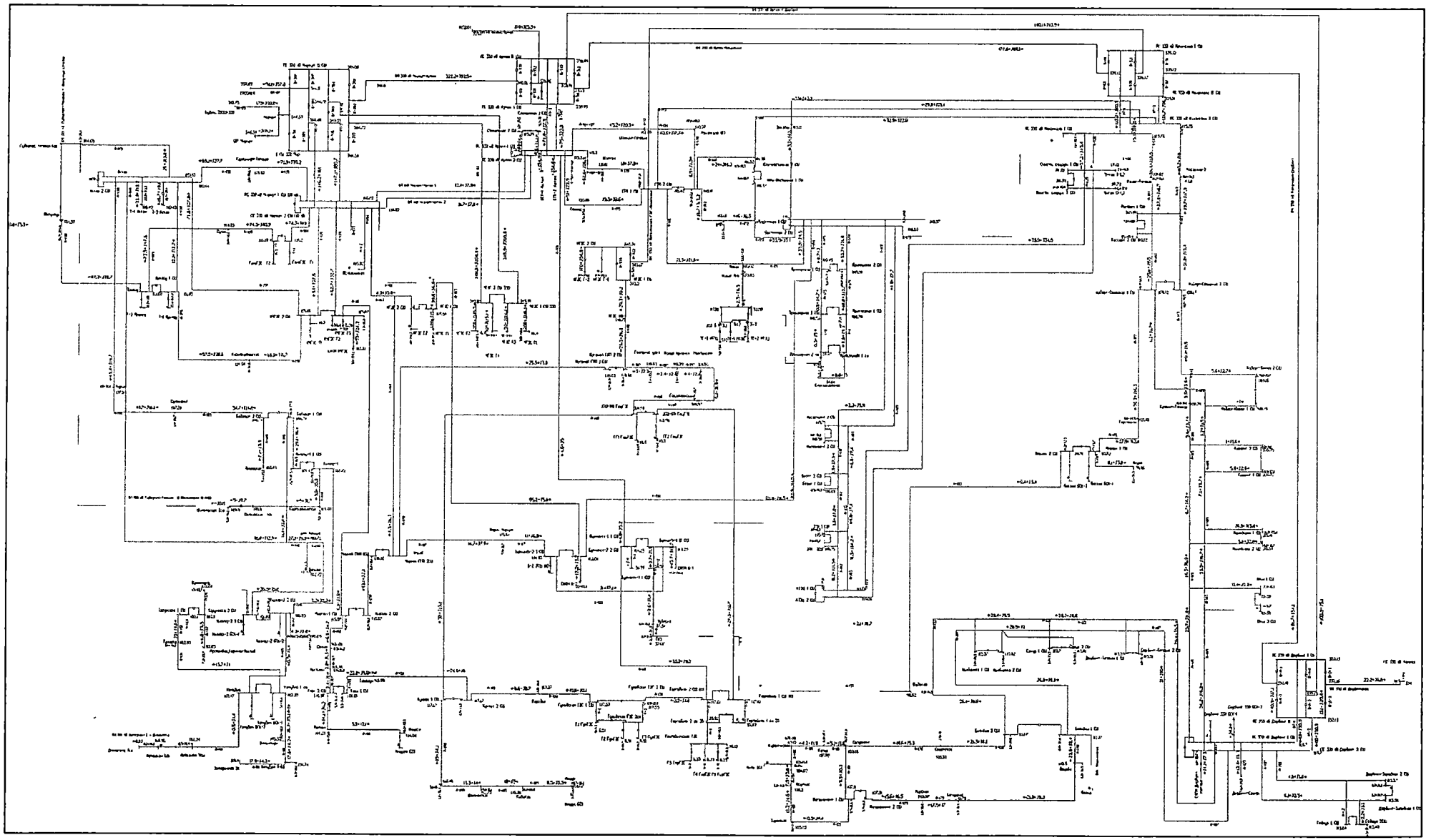


Рис 9.7. Летний максимум 2024 г. Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с учетом строительства ПС 110 кВ Звезда, заменой провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками и выполнения схемно-режимных мероприятий (выделение Г1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная, включение БСК ПС 330 кВ Артем, разгрузка Ирганайской ГЭС). Перегрузов нет.

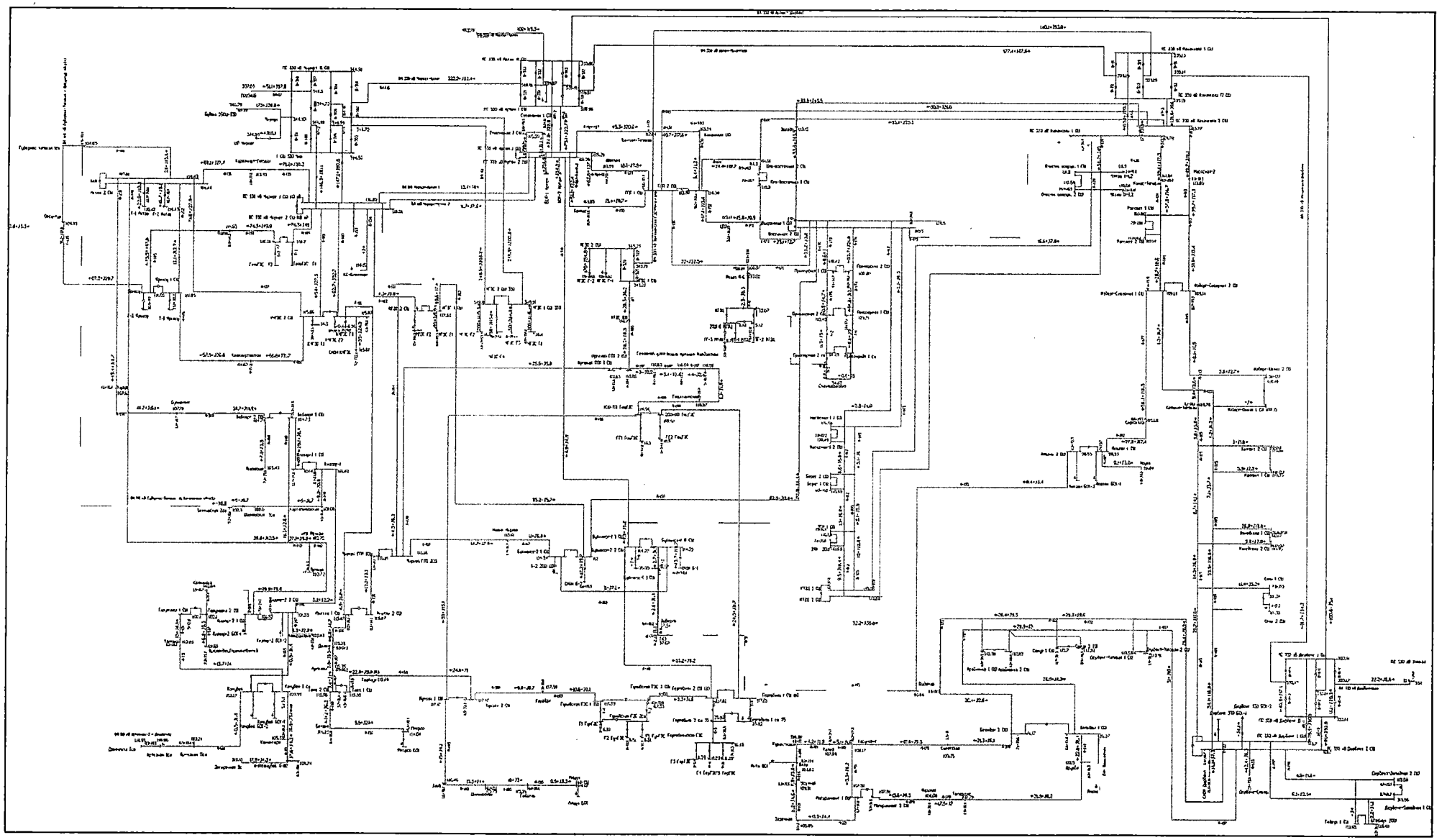


Рис 9.8. Летний максимум 2024 г. Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173)и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с учетом строительства ПС 110 кВ Звезда, заменой провода ВЛ-110-125 и выполнения схемно-режимных мероприятий (выделение Г1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная, включение БСК ПС 330 кВ Артем, разгрузка Ирганайской ГЭС). Перегрузов нет.

9.2. Режим паводка для ГЭС энергосистемы Республики Дагестан

В приложении 5 к тому 2 представлены результаты расчетов для режима паводкового периода в Республике Дагестан. Данные режимы характеризуются следующми параметрами:

максимальная выдача мощности всеми ГЭС;

средняя температура воздуха в регионе находится в диапазоне примерно 22-27 градусов Цельсия;

потребление энергосистемы соответствует потреблению в мае-июне.

Результаты расчетов на 2020 и 2024 годы показали, что в нормальной схеме сети 330-110 кВ возможна выдача полной мощности ГЭС без выхода параметров режима за допустимую область. В послеаварийных режимах, таких, как аварийное отключение ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Махачкала, аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала перегрузы ликвидируются существующими устройствами ПА (АОПО АТ Ирганайской ГЭС и АРОЛ ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала соответственно). В единичных ремонтных схемах имеются ограничения выдачи мощности ГЭС. Величины ограничений представлены в таблицах 9.3-9.5.

В период прохождения паводка рекомендуется не выполнять ремонты, ограничивающие выдачу мощности ГЭС.

Таблица 9.3. Ограничения выдачи мощности Чиркейской ГЭС в единичных ремонтных схемах

№ п/п	Схема сети	Тнв, °С	Максимально допустимая нагрузка электростанции, МВт		Аварийно допустимая нагрузка электростанции, МВт	Критерий определения максимально допустимой нагрузки электростанции без ПА	Критерий определения максимально допустимой нагрузки электростанции с ПА	Критерий определения аварийно допустимой нагрузки электростанции
			без ПА	с ПА[1]				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Нормальная схема		без ограничений	без ограничений	без ограничений	-	-	-
2.	Ремонт ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №1 или ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №2	+10 и ниже	без ограничений		без ограничений	-	-	-
		+15	950*			ДДТН ошиновки ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 (2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ДДТН ошиновки ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 (2) на ПС 330 кВ Чирюрт	-
		+20	900*					
		+25	850*					
		+30	800*					
		+35	750*					
		+40	700*[6]					
3.	Ремонт ВЛ 330 кВ Чирюрт - Артем	-5 и ниже	$450+0,75\cdot P_{ИГЭС}-1,1\cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$	без ограничений	без ограничений	АДТН ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт I цепь в ПАР отключения ВЛ 330 кВ Грозный-Чирюрт	-	-
		0	$580+0,75\cdot P_{ИГЭС}-1,3\cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+5	$520+0,75\ P_{ИГЭС}-1,16\cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+10	$500+0,75\ P_{ИГЭС}-1,1\cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+15	$660+0,5\cdot P_{ИГЭС}-1,2\ P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+20	$620+0,5\cdot P_{ИГЭС}-1,1\cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+25	$560+0,5\ P_{ИГЭС}-1,1\cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+30	$460+0,6\cdot P_{ИГЭС}-1,2\cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+35	$430+0,5\cdot P_{ИГЭС}-1,2\cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
4.	Ремонт ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный	-5 и ниже	$350+0,75\ P_{ИГЭС}-1,1\cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}+P_{вл\ 330\ кВ\ Грозный-Чирюрт}$	без ограничений	без ограничений	АДТН ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт I цепь в ПАР отключения ВЛ 330 кВ Чирюрт-Артем	-	-
		0	$360+0,75\ P_{ИГЭС}-1,1\cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}+P_{вл\ 330\ кВ\ Грозный-Чирюрт}$					
		+5	$340+0,65\ P_{ИГЭС}-1,1\cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}+P_{вл\ 330\ кВ\ Грозный-Чирюрт}$					
		+10	$330+0,65\cdot P_{ИГЭС}-1,1\ P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}+P_{вл\ 330\ кВ\ Грозный-Чирюрт}$					

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		+15	$410+0,6 \cdot P_{ИГЭС} - 1,1 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)} + P_{вл\ 330\ кВ\ Грозный-Чирюрт}$					
		+20	$390+0,6\ P_{ИГЭС} - 1,1 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)} + P_{вл\ 330\ кВ\ Грозный-Чирюрт}$					
		+25	$330+0,55 \cdot P_{ИГЭС} - 1,1 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)} + P_{вл\ 330\ кВ\ Грозный-Чирюрт}$					
		+30	$260+0,55\ P_{ИГЭС} - 1,1 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)} + P_{вл\ 330\ кВ\ Грозный-Чирюрт}$					
		+35	$180+0,6 \cdot P_{ИГЭС} - 1,1 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)} + P_{вл\ 330\ кВ\ Грозный-Чирюрт}$					
5.	Ремонт ВЛ 330 кВ Грозный Чирюрт	-5 и ниже	$350+0,75 \cdot P_{ИГЭС} - 1,1\ P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$	без ограничений	без ограничений	АДТН ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт I цепь в ПАР отключения ВЛ 330 кВ Чирюрт-Артем	-	-
		0	$360+0,75 \cdot P_{ИГЭС} - 1,1\ P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+5	$340+0,65\ P_{ИГЭС} - 1,1\ P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+10	$330+0,65\ P_{ИГЭС} - 1,1 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+15	$410+0,6\ P_{ИГЭС} - 1,1 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+20	$390+0,6\ P_{ИГЭС} - 1,1\ P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+25	$330+0,55\ P_{ИГЭС} - 1,1 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+30	$260+0,55 \cdot P_{ИГЭС} - 1,1 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+35	$180+0,6\ P_{ИГЭС} - 1,1 \cdot\ P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
6.	Ремонт ВЛ 330 кВ Буденновск – Чирюрт	-5 и ниже	$850+1,15\ P_{ИГЭС} - 1,3 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$	без ограничений	без ограничений	АДТН ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт I цепь в ПАР отключения ВЛ 330 кВ Чирюрт-Артем	-	-
		0	$945+1,2\ P_{ИГЭС} - 1,1 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+5	$925+1,1 \cdot P_{ИГЭС} - 1,3 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+10	$915+1,15 \cdot P_{ИГЭС}$ -1,4 $P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+15	$745+1,4\ P_{ИГЭС} - 1,4 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+20	$510+1,35 \cdot P_{ИГЭС} - 1,4\ P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+25	$505+1,4 \cdot P_{ИГЭС} - 1,4 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+30	$480+1,4\ P_{ИГЭС} - 1,4\ P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+35	$330+1,5 \cdot P_{ИГЭС} - 1,45\ P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
7.	Ремонт ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт I цепь	+10	$210+2,25\ P_{ИГЭС} - 1,55 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$	без ограничений	без ограничений	АДТН ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт II цепь в ПАР отключения ВЛ 330 кВ Чирюрт-Артем	-	-
		+15	$400+2,25 \cdot P_{ИГЭС} - 1,66 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+20	$540+2,25 \cdot P_{ИГЭС} - 1,66 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+25	$330+2,5\ P_{ИГЭС} - 1,66\ P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+30	$230+2,25\ P_{ИГЭС} - 1,66 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
8.	Ремонт ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт II цепь	+10	$190+2,2\ P_{ИГЭС} - 1,66 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$	без ограничений	без ограничений	АДТН ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт I цепь в ПАР от-	-	-
		+15	$400+2,5 \cdot P_{ИГЭС} - 1,66\ P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+20	$490+2,25\ P_{ИГЭС} - 1,66 \cdot P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		+25	320+2,25·$P_{ИГЭС}$ –1,66·$P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$			ключения ВЛ 330 кВ Чирюрт – Артем		
		+30	130+2,5 $P_{ИГЭС}$ –1,66 $P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
9.	Ремонт В-304 или В-306 на ПС 330 кВ Чирюрт	+10 и ниже	Переток по ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 *не более* 210		без ограничений	Для исключения срабатывания АОПО АТ-1 на ПС 330 кВ Чирюрт в ПАР отключения I (II) СШ-330 на ПС 330 кВ Чирюрт		-
		+15	Переток по ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №1 *не более* 180					
		+20						
		+25						
		+30						
		+35						
		+40						
10.	Ремонт В-301 или В-303 на ПС 330 кВ Чирюрт	+10 и ниже	Переток по ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №2 *не более* 530-0,5·$P_{ИГЭС}$ +0,7·$P_{МГЭС}$ + 0,6·$P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$		без ограничений	Для исключения срабатывания АОПО АТ-1 на ПС 330 кВ Артем в ПАР отключения I (II) СШ-330 на ПС 330 кВ Чирюрт		-
		+15	Переток по ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №2 *не более* 555-0,5 $P_{ИГЭС}$ +0,5 $P_{МГЭС}$+0,4 $P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+20						
		+25						
		+30						
		+35						
		+40	Переток по ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №2 *не более* минимального из: 1) 555-0,5 $P_{ИГЭС}$ +0,5 $P_{МГЭС}$+0,4 $P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$ 2) 700			минимальное из: 1) Для исключения срабатывания АОПО АТ-1 на ПС 330 кВ Артем в ПАР отключения I (II) СШ-330 на ПС 330 кВ Чирюрт; 2) ДДТН ошиновки ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 (2) на ПС 330 кВ Чирюрт		
11.	Ремонт 1СШ-330 (2СШ-330) на ПС 330 кВ Чирюрт	+10 и ниже	1) Переток по ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №1 *не более* 210 2) Переток по ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №2 *не более* 530-0,5·$P_{ИГЭС}$ +0,7·$P_{МГЭС}$ + 0,6·$P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$		без ограничений	1) Для исключения срабатывания АОПО АТ-1 на ПС 330 кВ Чирюрт в ПАР отключения I (II) СШ-330 на ПС 330 кВ Чирюрт; 2) Для исключения срабатывания АОПО АТ-1 на ПС 330 кВ Артем в ПАР отключения I (II) СШ-330 на ПС 330 кВ Чирюрт		-
		+15	1) Переток по ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №1 *не более* 180 2) Переток по ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №2 *не более* 555-0,5 $P_{ИГЭС}$ +0,5 $P_{МГЭС}$+0,4 $P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$					
		+20						
		+25						
		+30						
		+35						
		+40	1) Переток по ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №1			1) Для исключения срабатывания		

1	2	3	4	5	6	7	8	9
			не более 180 2) Переток по ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №2 *не более* минимального из: 1) 555-0,5 $P_{ИГЭС}$ +0,5 $P_{МГЭС}$+0,4 $P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$ 2) 700*[7]			АОПО АТ-1 на ПС 330 кВ Чирюрт в ПАР отключения I (II) СШ-330 на ПС 330 кВ Чирюрт; минимальное из: 2) Для исключения срабатывания АОПО АТ-1 на ПС 330 кВ Артем в ПАР отключения I (II) СШ-330 на ПС 330 кВ Чирюрт; 3) ДДТН ошиновки ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 (2) на ПС 330 кВ Чирюрт		

Примечания:

1. *АОПО ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт I цепь, ВЛ 110 кВ Артем – Чирюрт II цепь на ПС 330 кВ Чирюрт (Нормально введена на сигнал. При необходимости работы с ПА для увеличения МДН Чиркейской ГЭС ввести 2 и 3 ступени АОПО с воздействиями на ОГ Чиркейской ГЭС).*
2. *В схеме ремонта ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт №1 (2) для величин допустимых нагрузок станций при промежуточных температурах наружного воздуха допускается применение принципа линейной интерполяции. В остальных схемах принимаются значения активной мощности для ближайшей большей температуры.*
3. $P_{ИГЭС}$ *– текущая нагрузка Ирганайской ГЭС.*
4. $P_{МГЭС}$ *– текущая нагрузка Миатлинской ГЭС.*
5. $P_{(Гельб.ГЭС+КЧГЭС)}$ *– текущая суммарная нагрузка Каскада Чирюртских ГЭС и Гельбахской ГЭС.*
6. $P_{ВЛ\ 330\ кВ\ Грозный\text{-}Чирюрт}$ *– положительное направление перетока активной мощности по ВЛ 330 кВ Грозный – Чирюрт от шин 330 кВ ПС 330 кВ Чирюрт.*

Таблица 9.4. Ограничения выдачи мощности Миатлинской ГЭС в единичных ремонтных схемах

№ п/п	Схема сети	Тнв, °С	Максимально допустимая нагрузка электростанции, МВт		Аварийно допустимая нагрузка электростанции, МВт	Критерий определения максимально допустимой нагрузки электростанции без ПА	Критерий определения максимально допустимой нагрузки электростанции с ПА	Критерий определения аварийно допустимой нагрузки электростанции	Примечания
			без ПА	с ПА					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Нормальная схема		без ограничений	ПА отсутствует	без ограничений	-	-	-	-
2.	Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинская ГЭС № 1 (ВЛ-110-161)	+25 и ниже	без ограничений	ПА отсутствует	без ограничений	-	-	-	-
		+30	210*		210*	ДДТН ВЛ 110 кВ Миатлинская ГЭС – Буйнакск-2 (ВЛ-110-163)	-	ДДТН ВЛ 110 кВ Миатлинская ГЭС – Буйнакск-2 (ВЛ-110-163)	Г-1 – 100 МВт, Г-2 – 110 МВт
		+35	200*		200*				Г-1 – 90 МВт, Г-2 – 110 МВт
		+40	195*		190*				Г-1 – 85 МВт, Г-2 – 110 МВт
3.	Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинская ГЭС № 2 (ВЛ-110-162)[8]	+25 и ниже	без ограничений	ПА отсутствует	без ограничений	-	-	-	-
		+30	210		без ограничений	АДТН ВЛ 110 кВ Миатли – Чиркей ГПП (ВЛ-110-138) в ПАР отключения ВЛ 110 кВ Буйнакс-2 – Чиркей ГПП с отпайкой на ПС Новый Чиркей (ВЛ-110-117)	-	-	Г-1 – 110 МВт, Г-2 – 100
		+35	200				-	-	Г-1 – 110 МВт, Г-2 – 90
		+40	195				-	-	Г-1 – 110 МВт, Г-2 – 85
4.	Ремонт ВЛ 110 кВ Миат-	+25 и ниже	без ограничений	ПА отсутствует	без ограничений	-	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	линская ГЭС – Чиркей ГПП (ВЛ-110-164)	+30	210*		210*	ДДТН ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинская ГЭС №2 (ВЛ-110-162)	-	ДДТН ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинская ГЭС №2 (ВЛ-110-162)	Г-1 – 110 МВт, Г-2 – 100 МВт
		+35	200*		200*		-		Г-1 – 110 МВт, Г-2 – 90 МВт
		+40	190*		190*		-		Г-1 – 110 МВт, Г-2 – 80 МВт
5.	Ремонт ВЛ 110 кВ Миатлинская ГЭС – Буйнакск-2 (ВЛ-110[9]-163)	+25 и ниже	без ограничений	ПА отсутствует	без ограничений	-	-	-	-
		+30	210*		210*	ДДТН ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинская ГЭС №1 (ВЛ-110-161)	-	ДДТН ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинская ГЭС №1 (ВЛ-110-161)	Г-1 – 100 МВт, Г-2 – 110 МВт
		+35	200*		200*		-		Г-1 - 90 МВт, Г-2 - 110 МВт
		+40	190*		190*		-		Г-1 - 80 МВт, Г-2 - 110 МВт
6.	Ремонт В-5 и работа Г-1 через СВ-110	не зависит от температуры	115	ПА отсутствует	115	номинальный ток ТТ в цепи В-6	-	номинальный ток ТТ в цепи В-6	при максимальной выдаче реактивной мощности в сеть
			145		145	номинальный ток ТТ в цепи В-6	-	номинальный ток ТТ в цепи В-6	при нулевой выдаче реактивной мощности в сеть
7.	Ремонт В-6 и работа Г-2 через СВ[10]-110	не зависит от температуры	115	ПА отсутствует	115	номинальный ток ТТ в цепи В-5	-	номинальный ток ТТ в цепи В-5	при максимальной выдаче реактивной мощности в сеть

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			145		145	номинальный ток ТТ в цепи В-5	-	номинальный ток ТТ в цепи В-5	при нулевой выдаче реактивной мощности в сеть

Таблица 9.5. Ограничения выдачи мощности Ирганайской ГЭС, Гоцатлинской ГЭС, Гергебильской ГЭС и Гунибской ГЭС в единичных ремонтных схемах

№ п/п	Схема сети	Суммарная нагрузка станций	Тнв, °С	Максимально допустимая нагрузка электростанции, МВт		Аварийно допустимая нагрузка электростанции, МВт	Критерий определения максимально допустимой нагрузки электростанции без ПА	Критерий определения максимально допустимой нагрузки электростан-ции с ПА	Критерий определения аварийно допустимой нагрузки электростан-ции
				без ПА	с ПА				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Нормальная схема	Ирганайская ГЭС Гоцатлинская ГЭС, Гунибская ГЭС, Гергебильская ГЭС		без ограничений	без ограничений	без ограничений	-	-	-
2.	Ремонт ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) или ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Ирганай ГПП	Гоцатлинская ГЭС, Гунибская ГЭС, Гергебильская ГЭС	-5	$121+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$	без ограничений	без ограничений	критерий непревышения АДТН ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) в ПАР отключения ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118)	-	-
			0	$116+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+5	$112+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+10	$108+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+15	$100+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+20	$95+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+25	$90+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+30	$85+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+35	$80+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+40 и выше	$74+ P_{н1} -(1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
3.	Ремонт ВЛ 110 кВ Тлох - Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) или ВЛ 110 кВ Миатли – Дылым (ВЛ-110-166) или ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-	Гоцатлинская ГЭС, Гунибская ГЭС, Гергебильская ГЭС	+25 и ниже	$118+ P_{н1}+ P_{ВЛ-159}- (1,5* \sqrt{(P_{н1})}$	без ограничений	без ограничений	критерий непревышения АДТН ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118) в ПАР отключения ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС - Гоцатлинская	-	-
			+30	$110+ P_{н1}+ P_{ВЛ-159}- (1,5* \sqrt{(P_{н1})}$					
			+35	$104+ P_{н1}+ P_{ВЛ-159}- (1,5* \sqrt{(P_{н1})}$					
			+40 и выше	$93+ P_{н1}+P_{ВЛ-159} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})}$					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	110-167)								
4.	Ремонт ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118)	Гоцатлинская ГЭС, Гунибская ГЭС, Гергебильская ГЭС	-5	$120+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$	без ограничений	без ограничений	критерий непревышения АДТН ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) в ПАР отключения ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Гоцатлинская	-	-
			0	$116+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+5	$112+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+10	$108+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+15	$100+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+20	$95+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+25	$90+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+30	$85+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+35	$80+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+40 и выше	$76+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			0	$115+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+5	$110+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+10	$106+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+15	$100+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+20	$95+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+25	$90+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+30	$85+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+35	$80+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+40 и выше	$75+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
		Гоцатлинская ГЭС, Гергебильская ГЭС	+15 и ниже	без ограничений	ПА отсутствует	без ограничений	критерий непревышения АДТН ВЛ 110 кВ Гергебиль – Гунибская ГЭС (ВЛ-110-158) в ПАР отключения ВЛ 110 кВ Буйнакск-1 – Гергебиль (ВЛ-110-118)	-	-
			+20	$108+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+25	$104+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+30	$98+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+35	$92+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
			+40 и выше	$85+ P_{н1} - (1,5* \sqrt{(P_{н1})})$					
5.	Ремонт ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС	Ирганайская ГЭС	-10 и ниже	$105+ P_{н3} - (1,5* \sqrt{(P_{н3})})$		160*	для исключения срабатывания АОПО	-	критерий непревышения ДДТН АТ
			-5			155*			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	– Махачкала		0			150*	ВЛ 110 кВ Чиркей ГПП – Ирганай ГПП (ВЛ-110-170) в ПАР отключения ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197)		ИГЭС
			+5			145*			
			+10			135*			
			+15	0			Ирганайскую ГЭС отключить в резерв		
			+20						
			+25						
			+30			130*			
			+35			120*			
			+40			110*			

Примечания:

1. *Под отсутствием ПА считать отсутствие управляющих воздействий на отключение генераторов Гоцатлинской ГЭС и ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) с контролем направления перетока активной мощности от шин ПС 110 кВ Хунзах.*
2. *- $P_{н1} = P_{ВЛ-193} + P_{ВЛ-133} + P_{ВЛ-190} + P_{потр.ПС\ Хунзах} + P_{потр.ПС\ Карадах} + P_{гоц\ гэс-гоц.}$*
3. *- $P_{н2} = P_{ВЛ-190} + P_{потр.ПС\ Хунзах.}$*
4. *- $P_{н3} = P_{потр.ПС\ Ирганай\ ГПП.}$*
5. *- $P_{н4} = P_{ВЛ-193} + P_{ВЛ-190} + P_{потр.ПС\ Хунзах} + P_{потр.ПС\ Карадах.}$*
6. *$P_{ВЛ-193}$ – переток активной мощности по ВЛ 110 кВ Гунибская ГЭС - Гуниб (ВЛ-110-193) с Гунибской ГЭС.*
7. *$P_{ВЛ-133}$ – переток активной мощности по ВЛ 110 кВ Гергебиль - Цудахар (ВЛ-110-133) с ПС 110 кВ Гергебиль.*
8. *$P_{ВЛ-190}$ – переток активной мощности по ВЛ 110 кВ Хунзах - Шамильское (ВЛ-110-190) с ПС 110 кВ Хунзах.*
9. *$P_{потр.ПС\ Хунзах}$ – нагрузка Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Хунзах.*
10. *$P_{потр.ПС\ Карадах}$ – нагрузка Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Карадах.*
11. *$P_{потр.ПС\ Ирганай\ ГПП}$ – нагрузка Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Ирганай ГПП.*
12. *$P_{ВЛ-159}$ – переток активной мощности по ВЛ 110 кВ Тлох - Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) с ПС 110 кВ Хунзах.*
13. *$P_{гоц\ гэс-гоц}$ – переток активной мощности по ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Гоцатлинская ПС с Гоцатлинской ГЭС.*
14. *$P_{ВЛ-197}$ – переток активной мощности по ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП – Гоцатлинская ПС.*

10. Расчетные электрические нагрузки подстанций 110 кВ и выше и формирование предложений по увеличению мощности силовых трансформаторов

10.1. «Базовый» вариант развития

В таблице 10.1 приведены фактические сведения об установленной мощности трансформаторов 110 кВ, их загрузке по данным контрольных замеров 2014–2018 гг., фактической максимальной загрузке в послеаварийных режимах, объемах требуемой мощности по заключенным и принятым к исполнению договорам о технологическом присоединении.

При выполнении расчетов учитывалось следующее:

а) для трехфазных трансформаторов мощностью 5 МВА и более в соответствии с Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию (утвержденным приказом Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81) (далее – Требования):

допустимый коэффициент длительно допустимой токовой нагрузки без ограничения по времени, оставшегося в работе трансформатора сроком эксплуатации 30 лет и более принят равным в зимний период – 1,15 для температуры воздуха 0 С°, а в летний период – равным 0,91 для температуры воздуха +30 С°;

допустимый коэффициент длительно допустимой токовой нагрузки без ограничения по времени, оставшегося в работе трансформатора сроком эксплуатации до 30 лет принят равным в зимний период – 1,25 для температуры воздуха 0 С°, а в летний период – равным 1,15 для температуры воздуха +30 С°;

коэффициенты аварийно допустимого перегруза трансформаторов, находящихся в эксплуатации до 30 лет, приняты в соответствии с таблицами 2-4 Требований;

коэффициенты аварийно допустимого перегруза трансформаторов, находящихся в эксплуатации 30 лет и более, приняты в соответствии с таблицами 5-7 Требований;

б) для трансформаторов мощностью менее 5 МВА в трехфазном исполнении длительно и аварийно допустимый коэффициент перегрузочной способности без ограничения по времени принят – 1,05 согласно ПТЭ.

При определении необходимости замены трансформаторов проведен анализ возможности перевода нагрузки (ее части) на другие источники питания по сети низшего (среднего) напряжения согласно данным режимного дня и нормальной схемы электрической сети 35 кВ, предоставленными ПАО «МРСК Северного Кавказа». Согласно указанным данным, возможность перевода нагрузки имеется у следующих ПС 110 кВ:

ПС 110 кВ Ботлих – перевод в ОЗП 2+j1 МВА на ПС 110 кВ Миарсо;

ПС 110 кВ Буйнакск-1 – перевод в ОЗП 2+j1 МВА на ПС 110 кВ Буйнакск-2;

ПС 110 кВ Касумкент – перевод в ОЗП 4,5+j2 МВА на ПС 110 кВ Белиджи;

ПС 110 кВ Кизляр-2 – перевод в ОЗП 7,5+j3 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1;

ПС 110 кВ Мамедкала – перевод в ОЗП 5+j2 МВА на ПС 110 кВ Белиджи;

ПС 110 кВ Тарумовка – перевод в ОЗП 0,5+j0.2 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1.

По другим центрам питания возможность перевода в максимум потребления отсутствует.

Требуется демонтаж и замена на 38 центре питания 61 трансформатора 110 кВ суммарной номинальной мощностью 853,4 МВА на трансформаторы суммарной номинальной мощностью 1384,6 МВА.

По всем центрам питания необходимость замены трансформаторов вызвана существующей нагрузкой.

Таблица 10.1. – Максимальная загрузка трансформаторов 110 кВ («базовый» вариант)

№ п/п	Наименование центра питания 110 кВ и выше	Классы напряжения	Данные на конец отчетного периода (IV квартал 2018)														Объем мощности по договорам ТП до 670* кВт находящимся на исполнении			Объем мощности по договорам ТП 670* кВт и выше находящимся на исполнении			Примечание
			Количество и номинальная мощность установленных трансформаторов, (шт×МВА)	Суммарная установленная мощность трансформаторов, МВА	Длительно допустимая нагрузка центра питания в ЗРД, МВА (Т-1/Т-2)	Длительно допустимая нагрузка центра питания в ЛРД, МВА (Т-1/Т-2)	Максимальная нагрузка (по замерам зимнего режимного дня)					Максимальная нагрузка (по замерам летнего режимного дня)					МВт	МВА	Кол-во, шт	МВт	МВА	Кол-во, шт	
							Значение нагрузки, МВА	Значение нагрузки 2024 году с учетом ТП и Ксовм, МВА*	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Загрузка Тр-ров ЦП в режиме №-1, %	Дата проведения замера	Значение нагрузки, МВА	Значение нагрузки 2024 году с учетом ТП и Ксовм, МВА*	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Загрузка Тр-ров ЦП в режиме №-1, %	Дата проведения замера							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1.	ПС 110 кВ Акташ	110/35/10	1х25 и 1х16	41	31,25/18,4	28,75/14,56	45,9	47,4	112	286,9	19.12.18г	30,7	32,2	74,9	191,9	20.06.18г	2,39	2,57	18	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
2.	ПС 110 кВ Акуша	110/35/10	1х10 и 1х16	26	12,5/20	11,5/18,4	17,8	17,84	68,5	178,0	21.12.16г	9,4	9,44	36,2	94,0	21.06.17г	0,06	0,06	9	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
3.	ПС 110 кВ Александрия	110/35/10	2х6,3	12,6	7,24/7,24	5,72/5,72	8,9	9,0	70,6	141,3	21.12.16г	3,4	3,5	27,0	54,0	20.06.18г	0,09	0,10	14	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
4.	ПС 110 кВ Анцух	110/35/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	31,6	31,6	158,0	316,0	21.12.16г	9,4	9,4	47,0	94,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
5.	ПС 110 кВ Араблинка	110/10	2х2,5	5	2,625/2,625	2,625/2,625	2,8	2,8	56,0	112,0	21.12.16г	2,5	2,5	50,0	100,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
6.	ПС 110 кВ Аргвани	110/10	1х6,3	6,3	7,875	7,245	2,1	2,1	33,3	-	21.12.16г	0,6	0,6	9,5	-	20.06.18г	0,001	0,00	4	0	0	0	
7.	ПС 110 кВ Арсланбек	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	0,5	0,5	20,0	-	19.12.18г	0,4	0,4	16,0	-	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
8.	ПС 110 кВ Ахты	110/35/10	2х10	20	11,5/11,5	9,1/9,1	19,7	19,8	98,5	197,0	21.12.16г	6,4	6,5	32,0	64,0	15.06.16г	0,07	0,08	16	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
9.	ПС 110 кВ Бабаюрт	110/35/10	1х10 и 1х16	26	11,5/20	9,1/18,4	17,9	18,0	68,8	179,0	21.12.16г	11,8	11,9	45,4	118,0	21.06.17г	0,08	0,09	14	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
10.	ПС 110 кВ Берег	110/6	1х6,3	6,3	7,875	7,245	0,6	0,6	9,5	-	19.12.18г	0,5	0,5	9,5	-	21.06.17г	0	0	0	0	0	0	
11.	ПС 110 кВ Ботлих	110/35/10	1х10 и 1х16	26	12,5/20	11,5/18,4	29,3	29,4	112,7	293,0	21.12.16г	9,3	9,4	35,8	93,0	20.06.18г	0,15	0,16	2	0	0	0	Имеется возможность перевода 2,2 МВА на ПС 110 кВ Мисрсо
12.	ПС 110 кВ Буйнакск-1	110/35/6	2х25	50	31,25/31,25	28,75/28,75	55,4	55,4	110,8	221,6	21.12.16г	28,5	28,5	57,0	114,0	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	Имеется возможность перевода 2,2 МВА на ПС 110 кВ Буйнакск-2
13.	ПС 110 кВ Буйнакск-2	110/35/6	2х16	32	20/20	18,4/18,4	11,4	11,5	35,6	71,3	20.12.17г	7,7	7,8	24,1	48,1	20.06.18г	0,15	0,16	15	0	0	0	
14.	ПС 110 кВ Восточная	35/10	2х25	50	31,25/31,25	28,75/28,75	10,3	10,9	20,6	41,2	19.12.18г	5,9	6,5	11,8	23,6	20.06.18г	0,97	1,04	5	0	0	0	
15.	ПС 110 кВ Геджух	110/10	1х10 и 1х2,5	12,5	11,5/2,625	9,1/2,625	1.67	1,7	13,4	66,8	20.06.18г	1,7	1,7	13,6	68,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
16.	ПС 110 кВ Гергебиль	110/35/10	2х25	50	31,25/31,25	28,75/28,75	15,4	15,5	30,8	61,6	21.12.16г	11,8	11,9	23,6	47,2	15.06.16г	0,1	0,11	9	0	0	0	
17.	ПС 110 кВ Гидатль	110/10	1х6,3	6,3	7,874	7,245	5,2	5,2	82,5	-	21.12.16г	1,6	1,6	25,4	-	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
18.	ПС 110 кВ ГПП	110/6	1х31,5 и 1х40	71,5	36,225/50	28,665/46	43,3	44,8	60,6	137,5	21.12.16г	28,8	30,3	40,3	91,4	20.06.18г	2,27	2,44	48	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
19.	ПС 110 кВ Гуниб	110/35/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	21,4	21,4	107	214	21.12.16г	4,6	4,6	23,0	46,0	20.06.18г	0,02	0,02	1	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
20.	ПС 110 кВ Дербент Западная	110/6	1х6,3 и 1х10	16,3	7,875/12,5	7,245/11,5	11,2	11,2	68,7	177,8	19.12.18г	6,7	6,7	41,1	106,3	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
21.	ПС 110 кВ Дербент Северная	110/6	1х22 и 1х10	32	25,3/11,5	20,02/9,1	20,2	20,2	63,1	202,0	21.12.16г	12,1	12,1	37,8	121,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
22.	ПС 110 кВ Дылым	110/35/10	2х10	20	11,5/11,5	9,1/9,1	13.8	13,9	69,0	138,0	19.12.18г	10,6	10,7	53,0	106,0	20.06.18г	0,08	0,09	8	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
23.	ПС 110 кВ Заречная	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	0,3	0,3	12,0	-	19.12.18г	0,1	0,1	4,0	-	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	
24.	ПС 110 кВ ЗТМ	110/6	1х25 и 1х16	41	31,25/18,4	28,75/14,56	20,7	21,0	50,5	129,4	21.12.16г	12,0	12,3	29,3	75,0	20.06.18г	0	0	0	0,5	0,54	2	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
25.	ПС 110 кВ ЗФС	110/35/6	1х40 и 1х31.5	71,5	46/36,225	36,4/28,665	45,4	45,5	63,5	144,1	20.12.17г	39,5	39,6	55,2	125,4	21.06.17г	0,07	0,08	8	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
26.	ПС 110 кВ Изберг Северная	110/35/10	2х16	32	18,4/18,4	14,56/14,56	17,6	17,8	55,0	110,0	21.12.16г	12,8	13,0	40,0	80,0	20.06.18г	0,27	0,29	46	0	0	0	
27.	ПС 110 кВ Изберг Южная	110/6	2х6,3	12,6	7,875/7,875	7,245/7,245	5,9	5,9	46,8	93,7	19.12.18г	4,0	4,0	31,7	63,5	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
28.	ПС 110 кВ Кайтаг	110/35/10	1х16 и 1х6,3	22,3	18,4/7,245	14,56/5,733	15,5	15,6	69,5	246,0	21.12.16г	10,2	10,3	45,7	161,9	20.06.18г	0,05	0,05	10	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
29.	ПС 110 кВ Калиновка	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	2,3	2,3	92,0	-	19.12.18г	1,5	1,5	60,0	-	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	
30.	ПС 110 кВ Капир	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	1,1	1,1	44,0	-	19.12.18г	0,6	0,6	24,0	-	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
31.	ПС 110 кВ Карадах	110/10	1х10 и 1х2,5	12,5	12,5/2,625	11,5/2,625	8,2	8,2	65,6	328,0	21.12.16г	2,1	2,1	16,8	84,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
32.	ПС 110 кВ Касумкент	110/35/10	2х6,3	12,6	7,875/7,875	7,245/7,245	10	10,3	79,4	158,7	20.12.17г	8,0	8,3	63,5	127,0	20.06.18г	0,47	0,51	47	0	0	0	Имеется возможность перевода 4,9 МВА на ПС 110 кВ Белиджи
33.	ПС 110 кВ Каякент	110/10	1х10 и 1х6,3	16,3	11,5/7,245	9,1/5,733	12,9	13	79,1	204,8	19.12.18г	6,8	6,9	41,7	107,9	20.06.18г	0,05	0,05	10	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
34.	ПС 110 кВ ГКС	110/10	2х40	80	46/46	36,4/36,4	0	0,0	0,0	0,0	-	0	0,0	0,0	0,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
35.	ПС 110 кВ Кизилюртовская	110/10	1х10	10	11,5	9,1	9,6	9,8	96,0	-	21.12.16г	6,6	6,8	66,0	-	21.06.17г	0,26	0,28	7	0	0	0	
36.	ПС 110 кВ Кизляр-1	110/35/10	2х16	32	20/20	18,4/18,4	21	21,2	65,6	131,3	19.12.18г	16,8	17,0	52,5	105,0	20.06.18г	0,24	0,26	14	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
37.	ПС 110 кВ Кизляр-2	110/35/10	1х16 и 1х10	26	20/11,5	18,4/9,1	24,3	24,3	93,5	243,0	21.12.16г	14,5	14,5	55,8	145,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Имеется возможность перевода 8 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1.
38.	ПС 110 кВ Коминтерн	110/10	1х2,5	2.5	2,625	2,625	0,4	0,4	16,0	-	21.12.16г	0,3	0,3	12,0	-	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	
39.	ПС 110 кВ Компас	110/10	2х16	32	18,4/18,4	14,56/14,56	29,5	29,5	92,2	184,4	21.12.16г	20,0	20,0	62,5	125,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
40.	ПС 110 кВ Кочубей	110/35/10	2х6,3	12,6	7,245/7,245	5,733/5,733	4,2	4,2	33,3	66,7	19.12.18г	2,7	2,7	21,4	42,9	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
41.	ПС 110 кВ Курах	110/35/10	1х10 и 1х6,3	16,3	12,5/7,875	11,5/7,245	6,7	6,7	41,1	106,3	19.12.18г	3,3	3,3	20,2	52,4	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
42.	ПС 110 кВ Куруш	110/10	1х5,6 и 1х6,3	11,9	6,44/7	5,096/6,44	4,3	4,3	36,1	76,8	21.12.16г	3,5	3,5	29,4	62,5	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
43.	ПС 110 кВ Леваши	110/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	18	18,2	90,0	180,0	21.12.16г	12,5	12,7	62,5	125,0	15.06.16г	0,3	0,32	70	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
44.	ПС 110 кВ Львовская	110/35/10	1х16	16	18,4	14,56	13,2	13,2	82,5	-	21.12.16г	5,6	5,6	35,0	-	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
45.	ПС 110 кВ Магарамкент	110/10	1х5,6 и 1х6,3	11,9	7/7,875	6,44/7,245	8,9	9,0	74,8	158,9	21.12.16г	5,5	5,6	46,2	98,2	20.06.18г	0,15	0,16	32	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
46.	ПС 110 кВ Майданское	110/10	1х10	10	12,5	11,5	9,57	9,6	95,7	-	19.12.18г	2,2	2,2	22,0	-	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
47.	ПС 110 кВ Мамедкала	110/35/10	1х16 и 1х6,3	22,3	18,4/7,245	14,56/5,733	18,1	18,1	81,2	287,3	19.12.18г	12,6	12,6	56,5	200,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Имеется возможность перевода 5,3 МВА на ПС 110 кВ Белиджи
48.	ПС 110 кВ Махачкала-110	110/35/10	2х25	50	28,75/31,25	22,75/28,75	47,2	47,2	94,4	188,8	21.12.16г	29,7	29,7	59,4	118,8	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
49.	ПС 110 кВ Миатлы	110/10	2х6,3	12,6	7,245/7,245	5,733/5,733	1	1,0	7,9	15,9	20.12.17г	0,6	0,6	4,8	9,5	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
50.	ПС 110 кВ Морская	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	1,28	1,3	51	-	19.12.18г	1,3	1,3	52,0	-	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
51.	ПС 110 кВ Новый-Чиркей	110/10	1х10	10	12,5	11,5	7,7	7,7	77,0	-	21.12.16г	4,0	4,0	40,0	-	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
52.	ПС 110 кВ Насосная-1	110/10	2х6,3	12,6	7,245/7,245	5,733/5,733	3,8	4,8	30,2	60,3	20.12.17г	2,2	3,2	17,5	34,9	21.06.17г	0	0,00	0	1,5	1,62	1	
53.	ПС 110 кВ Насосная-2	110/10	1х6,3	6,3	7,245	5,733	1	2,0	15,9	-	21.12.16г	0,5	1,5	7,9	-	15.06.16г	0	0,00	0	1,5	1,62	1	
54.	ПС 110 кВ Новая	110/35/6	2х40	80	46/46	36,4/36,4	57,3	59,1	71,6	143,3	19.12.18г	33,1	34,9	41,4	82,8	20.06.18	2,26	2,43	38	0,576	0,62	1	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
55.	ПС 110 кВ Огни	110/6	1х10 и 1х5,6	15,6	11,5/6,44	9,1/5,096	13,9	13,9	89,1	248,2	21.12.16г	9,1	9,1	58,3	162,5	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
56.	ПС 110 кВ Очистные сооружения	110/6	1х25 и 1х10	35	28,75/11,5	22,75/9,1	11,2	11,2	32,0	112,0	19.12.18г	8,6	8,6	24,6	86,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
57.	ПС 110 кВ Приморская	110/35/6	2х16	32	20/20	18,4/18,4	26,6	26,6	83,1	166,3	21.12.16г	16,0	16,0	50,0	100,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
58.	ПС 110 кВ Приозерная	110/35/6	2х25	50	31,25/31,25	28,75/28,75	15,8	15,8	31,6	63,2	20.12.17г	10,1	10,1	20,2	40,4	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
59.	ПС 110 кВ Рассвет	110/35/6	1х16 и 1х10	26	18,4/12,5	14,56/11,5	16,7	16,8	64,2	167,0	21.12.16г	12,5	12,6	48,1	125,0	20.06.18г	0,2	0,22	9	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
60.	ПС 110 кВ Родниковая	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	2,4	2,4	96,0	-	19.12.18г	1,5	1,5	60,0	-	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	
61.	ПС 110 кВ Самур	110/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	0,94	0,9	4,7	9,4	20.12.17г	0,9	0,9	4,5	9,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
62.	ПС 110 кВ Сергокала	110/35/10	1х16 и 1х6,3	22,3	20/7,245	18,4/5,733	8,3	8,3	37,2	131,7	20.12.17г	6,6	6,6	29,6	104,8	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
63.	ПС 110 кВ Советская	110/6	1х2,5	2,5	2,625	2,625	2,39	2,4	95,7	-	19.12.18г	1,9	1,9	76,0	-	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
64.	ПС 110 кВ Стекольная	110/10/35	2х63	126	78,75/78,75	72,45/72,45	4,2	4,2	3,3	6,7	19.12.18г	4,2	4,2	3,3	6,7	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
65.	ПС 110 кВ Сулак	110/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	2,4	2,4	12,0	24,0	21.12.16г	1,0	1,0	5,0	10,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
66.	ПС 110 кВ Сулевкент	110/10	1х6,3	6,3	7,245	5,733	2	2,0	31,7	-	21.12.16г	1,2	1,2	19,0	-	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	
67.	ПС 110 кВ Тагиркент	11010	1х6,3 и 1х2,5	8,8	7,245/2,625	5,733/2,625	4,4	4,4	50,0	176,0	21.12.16г	3,3	3,3	37,5	132,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
68.	ПС 110 кВ Таловка	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	0,7	0,7	28,0	-	21.12.16г	0,5	0,5	20,0	-	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	
69.	ПС 110 кВ Тарумовка	110/35/10	2х6,3	12,6	7,245/7,245	5,733/5,733	8,2	8,2	65,1	130,2	20.12.17г	6,1	6,1	48,4	96,8	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Имеется возможность перевода нагрузки 0,53 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1
70.	ПС 110 кВ Тлайлух	110/10	1х6,3	6,3	7,875	7,245	4,6	4,6	73,0	-	21.12.16г	2,4	2,4	38,1	-	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
71.	ПС 110 кВ Тлох	110/35/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	15,3	15,3	76,5	153,0	21.12.16г	3,5	3,5	17,5	35,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
72.	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	110/35/10	2х6,3	12,6	7,245/7,875	5,733/7,245	10,3	10,3	81,7	163,5	21.12.16г	4,9	4,9	38,9	77,8	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
73.	ПС 110 кВ Усухчай	110/10	2х6,3	12,6	7,245/7,245	5,733/5,733	5,3	5,3	42,1	84,1	21.12.16г	1,9	1,9	15,1	30,2	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
74.	ПС 110 кВ Хунзах	110/10	2х16	32	20/20	18,4/18,4	19,6	19,6	61,3	122,5	21.12.16г	10,8	10,8	33,8	67,5	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
75.	ПС 110 кВ ЦПП	110/10/6	2х25	50	28,75/28,75	22,75/22,75	32,4	32,6	64,8	129,6	21.12.16г	20,7	20,9	41,4	82,8	20.06.18г	0,35	0,38	40	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
76.	ПС 110 кВ Цудахар	110/35/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	19,8	19,8	99,0	198,0	21.12.16г	9,4	9,4	47,0	94,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
77.	ПС 110 кВ Чиркей ГПП	110/35/6	1х16 и 1х10	26	18,4/11,5	14,56/9,1	4,3	4,3	16,5	43,0	19.12.18г	3,0	3,0	11,5	30,0	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	
78.	ПС 110 кВ Шамильское	110/10	2х6,3	12,6	7,875/7,875	7,245/7,245	10,8	10,8	85,7	171,4	21.12.16г	3,4	3,4	27,0	54,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
79.	ПС 110 кВ Шамхал	110/35/10	1х25 и 1х16	41	31,25/18,4	28,75/14,56	40,5	40,5	98,8	253,1	19.12.18г	27,6	27,6	67,3	172,5	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
80.	ПС 110 кВ Юго-Восточная	110/6	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	14,1	14,1	70,5	141,0	21.12.16г	9,2	9,2	46,0	92,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
81.	ПС 110 кВ Южносухокумск	110/35/6	2х10	20	11,5/11,5	9,1/9,1	9,6	9,6	48,0	96,0	21.12.16г	6,1	6,1	30,5	61,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
82.	ПС 110 кВ Ярыксу	110/35/10	2х25	50	31,25/31,25	28,75/28,75	52,7	52,7	105,4	210,8	21.12.16г	38,7	38,7	77,4	154,8	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
83.	ПС 110 кВ Ирганай ГПП	110/35/10/6	2х16	32	18,4/18,4	14,56/14,56	37,3	37,3	116,6	233,1	21.12.16г	14,8	14,8	46,3	92,5	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
84.	ПС 110 кВ Головной узел	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	0,55	0,6	22	-	19.12.18г	0,4	0,4	16,0	-	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
85.	ПС 110 кВ Гоцатлинская	110/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	7,6	7,6	38,0	76,0	21.12.16г	2,9	2,9	14,5	29,0	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	
									ПАО «ФСК ЕЭС»														
86.	ПС 330 кВ Дербент	110/6	2х16	32	18,4/18,4	14,56/14,56	18,6	18,7	58	116,2	19.12.18г	11,4	11,5	35,6	71,2	15.06.16г	0,18	0,19	29	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
87.	ПС 330 кВ Махачкала	110/10	1х10	10	11,5	9,1	1,25	1,3	12,5	-	19.12.18г	0,7	0,7	7,0	-	20.06.18г	0	0	0	0	0	0	
88.	ПС 110 кВ Белиджи	110/35/10	2х16	32	18,4/18,4	14,56/14,56	15,8	16,5	49,3	98,8	21.12.16г	9,9	10,6	30,9	61,9	21.06.17г	1,04	1,12	119	0	0	0	
									ООО Нурэнергосервис														
89.	Каспийская ТЭЦ	110/6	2х25	50	28,75/28,75	22,75/22,75	15,3	15,3	30,6	61,2	21.12.16г	11,2	11,2	22,4	44,8	20.06.18г	0	0	0	0	0	0	

Формирование предложений по увеличению трансформаторной мощности центров питания 110-330 кВ в базовом варианте развития

ПС 110 кВ Акташ

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 и 16 МВА, (Т-1 25 МВА находится в эксплуатации с 2012 года, а Т-2 16 МВА – с 1989 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 12 и 35 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 45,9 МВА, или 286,9 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 30,7 МВА, или 191,9 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 125%, а Т-2 – 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 – до 150% (таблица 3) от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре – 0°С, Т-2 – до 130% (таблица 6) от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре – 0°С. В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 25,1 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки, в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Акташ с заменой существующих трансформаторов 25 и 16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

Таблица 10.1.1 Анализ загрузки ПС 110 кВ Акташ с учетом заключенных договоров на ТП.

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	1х25 и 1х16	45,9	286,9	2,39	2,57	1,43	1,54	47,44	296,5	0	296,5	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Акташ, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 18 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 2,39 МВт (2,57 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 1,54 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Акташ с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 1,54 МВА и составит 47,44 МВА, или 296,5 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 16 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 16 и 25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый не предусмотрено в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 16 и 25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Акуша

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 и 16 МВА (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 2002 года, а Т-2 16 МВА – с 2013 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 22 и 11 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 17,8 МВА, или 178 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 9,4 МВА, или 94 % от номиналь-

ной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка – до 200% от номинальной мощности в течение 1 минуты при температуре – 0°С (таблица 3).В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 5,3 МВА. *Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Акуша с заменой существуюего трансформаторов 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА.*

Таблица 10.1.2 Анализ загрузки ПС 110 кВ Акуша с учетом заключённых договоров на ТП.

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х10 и 1х16	17,8	178	0,06	0,06	0,04	0,04	17,84	178,4	0	178, 4	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Акуша, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 9 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,06 МВт (0,06 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,04 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Акуша с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,04 МВА и составит 17,84 МВА, или 178,4 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующего трансформатора10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети

ПС 110 кВ Александрия

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА каждый (Т-1 6,3 МВА находится в эксплуатации с 1979 года, Т-2 6,3 МВА – с 1979 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 45 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 8,9 МВА, или 141,3 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 3,4 МВА, или 54 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 года допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка – до 150% от номинальной мощности в течение 1 часа при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 1,7 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Александрия с заменой существующих трансформаторов 6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 10 МВА каждый.

Таблица 10.1.3 Анализ загрузки ПС 110 кВ Александрия с учетом заключенных договоров на ТП.

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	2х6,3	8,9	141,3	0,09	0,1	0,05	0,06	9	142,8	0	142,8	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Александрия, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 14 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,09 МВт (0,1 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,06 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Александрия с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,06 МВА и составит 9 МВА, или 142,8 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 6,3 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 10 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2х6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х10 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Анцух

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 10 МВА каждый (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 2006 года, Т-2 10 МВА – с 2006 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 18 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 31,6 МВА, или 316 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 9,4 МВА, или 94 % от номинальной мощности в

схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 года допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка – до 150% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 3).В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 16,6 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Анцух с заменой существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 25 МВА каждый.

Таблица 10.1.4 Анализ загрузки ПС 110 кВ Анцух с учетом заключенных договоров на ТП.

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х10	31,6	316	0	0	0	0	31,6	316	0	316	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Анцух не планируется подключение новых потребителей.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 25 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2х10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х25 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Араблинка

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью по 2,5 МВА каждый (Т-1 2,5 МВА находится в эксплуатации с 1983 года, Т-2 2,5 МВА – с 1985 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 41 год и 39 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 2,8 МВА, или 112 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 2,5 МВА, или 100 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании ПТЭ допустимая длительная и аварийная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 105% от номинальной мощности. В целях ликвидации перегрузки свыше длительно и аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 0,18 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Араблинка с заменой существующих трансформаторов 2,5 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 4 МВА каждый.

Таблица 10.1.5 Анализ загрузки ПС 110 кВ Араблинка с учетом заключенных договоров на ТП.

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/10	2х2,5	2,8	112,0	0	0	0	0	2,8	112,0	0	112	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Араблинка не планируется подключение новых потребителей.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 2,5 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 4 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2х2,5 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х4 МВА для ликвидации перегрузки свыше длительно и аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Ахты

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 10 МВА каждый (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 1997 года, Т-2 10 МВА – с 1997 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 27 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 19,7 МВА, или 197 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 15 июня 2016 г. и составляет 6,4 МВА, или 64 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125%, от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка – до 150% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 3).В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 4,7 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Ахты с заменой существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 16 МВА каждый.

Таблица 10.1.6 Анализ загрузки ПС 110 кВ Ахты с учетом заключенных договоров на ТП.

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	2х10	19,7	197	0,07	0,8	0,04	0,05	19,8	198	0	198	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Ахты, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 16 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,07 МВт (0,08 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,05 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Ахты с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,05 МВА и составит 19,8 МВА, или 198 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 16 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2х10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Бабаюрт

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 и 16 МВА (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 1979 года, а Т-2 16 МВА – с 1998 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 45 и 26 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 17,9 МВА, или 179 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 11,8 МВА, или 118 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 115%, а Т-2 составляет 125%, от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 составляет до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 6,4 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Бабаюрт с заменой существуюего трансформаторов 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

Таблица 10.1.7 Анализ загрузки ПС 110 кВ Бабаюрт с учётом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	1х10 и 1х16	17,9	179	0,08	0,09	0,05	0,06	18	180	0	180	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Бабаюрт, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 14 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,08 МВт (0,09 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,06 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Бабаюрт с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,06 МВА и составит 18 МВА, или 180 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Ботлих

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 и 16 МВА (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 1995 года, а Т-2 16 МВА – с 2012 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 29 и 12 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 29,3 МВА, или 293 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 15 июня 2016 г. и составляет 9,3 МВА, или 93 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, имеется возможность перевода нагрузки 2,2 МВА на ПС 110 кВ Миарсо. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 года допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка составляет до 200% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 7,1 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Ботлих с заменой существующих трансформаторов 10 и 16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

Таблица 10.1.8 Анализ загрузки ПС 110 кВ Ботлих с учетом заключенных договоров на ТП.

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х10 и 1х16	29,3	293	0,15	0,16	0,09	0,1	29,4	294	2,2	272	2,2 МВА на ПС 110 В Миарсо	-	

К ПС 110 кВ Ботлих, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 2 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,15 МВт (0,16 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,1 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Ботлих с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,1 МВА и составит 29,4 МВА, или 294 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 10 и 16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х25 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 10 и 16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х25 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Буйнакск-1

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый (Т-1 и Т-2 25 МВА находятся в эксплуатации с 2008 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 16 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 55,4 МВА, или 221,6 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 15 июня 2016 г. и составляет 28,5 МВА, или 114 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к

анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, имеется возможность перевода нагрузки 2,2 МВА на ПС 110 кВ Буйнакск-2. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка составляет до 150% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 3).В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объёме 17,9 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Буйнакск-1 с заменой существующих трансформаторов 25 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 40 МВА каждый.

Таблица 10.1.9 Анализ загрузки ПС 110 кВ Буйнакск-1 с учетом заключенных договоров на ТП.

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х25	55,4	221,6	0	0	0	0	55,4	221,6	2,2	212,8	2,2 МВА на ПС 110 кВ Буйгакса-2	-	

К ПС 110 кВ Буйнакск-1 подключение новых потребителей не планируется.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 2х25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х40 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2х25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х40 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ ГПП

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 31,5 и 40 МВА (Т-1 31,5 МВА находится в эксплуатации с 1971 года, а Т-2 40 МВА – с 2014 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 53 и 10 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 43,3 МВА, или 137,5 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 28,8 МВА, или 91,4 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 115%, а Т-2 составляет 125%, от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 составляет до 150% от номинальной мощности в течение 10 минут при температуре 0°С (таблица 6).В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объёме 7,1 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ ГПП с заменой существуюего трансформаторов 31,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 40 МВА.

Таблица 10.1.10 Анализ загрузки ПС 110 кВ ГПП с учетом заключенных договоров на ТП.

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/6	1х31,5 и 1х40	43,3	137,5	2,27	2,44	1,36	1,46	44,8	142,2	0	142, 2	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ ГПП, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 48 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 2,27 МВт (2,44 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 1,46 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ ГПП с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 1,46 МВА и составит 44,8 МВА или 142,2 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 31,5 МВА.

Мероприятия по замене существующего трансформатора 31,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 40 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 31,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 40 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Гуниб

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 10 МВА каждый (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 2005 года, Т-2 10 МВА – с 2005 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 19 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 21,4 МВА, или 214 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018г. и составляет 4,6 МВА, или 46 % от номинальной мощности в

схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125%, от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка до – 150% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 6,4 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Гуниб с заменой существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 16 МВА каждый.

Таблица 10.1.11 Анализ загрузки ПС 110 кВ Гуниб с учетом заключенных договоров на ТП.

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	2х10	21,4	214	0,02	0,02	0,01	0,01	21,41	214,1	0	214,1	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Гуниб, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 1 потребителя с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,02 МВт (0,02 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,01 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Гуниб с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,01 МВА и составит 21,41 МВА, или 214,1 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 16 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2х10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Дербент Западная

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 6,3 и 10 МВА (Т-1 6,3 МВА находится в эксплуатации с 2002 года, а Т-2 10 МВА – с 2010 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 22 года и 14 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 11,2 МВА, или 177,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 6,7 МВА, или 106,3 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 до 200% от номинальной мощности в течение 1 минуты при температуре 0°С (таблица 2).В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 3,4 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Дербент Западная с заменой существуюего трансформаторов 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА.

Таблица 10.1.12 Анализ загрузки ПС 110 кВ Дербент Западная
с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/6	1х6,3 и 1х10	11,2	177.8	0	0	0	0	11,2	177,8	0	177, 8	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Дербент Западная присоединение новых потребителей не планируется.

Мероприятия по замене существующего трансформатора 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Дербент Северная

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 22 и 10 МВА (Т-1 22 МВА находится в эксплуатации с 1972 года, а Т-2 10 МВА – с 1970 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 52 и 54 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 20,2 МВА, или 202,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 12,1 МВА, или 121 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная пере-

грузка Т-1 и Т-2 составляет 115%, от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка до 130% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 5,2 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Дербент Северная с заменой существуюего трансформаторов 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

Таблица 10.1.13 Анализ загрузки ПС 110 кВ Дербент Северная с учетом заключенных договоров на ТП.

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/6	1х22 и 1х10	20,2	202	0	0	0	0	20,2	202	0	202	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Дербент Северная присоединение новых потребителей не планируется.

Мероприятия по замене существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Дылым

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 10 МВА каждый (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 1991 года, Т-2 10 МВА – с 1987 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 33 и 37 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме

13,9 МВА, или 138 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 10,6 МВА, или 106 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115%, от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 2,3 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Дылым с заменой существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 16 МВА каждый.

Таблица 10.1.14 Анализ загрузки ПС 110 кВ Дылым с учетом заключенных договоров на ТП.

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	2х10	13,8	138	0,08	0,09	0,05	0,05	13,9	139	0	139	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Дылым согласно заключенным договорам на техприсоединение планируется присоединение 8 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,08 МВт (0,09 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,05 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Дылым с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,05 МВА и составит 13,9 МВА, или 139 %

в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 16 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2х10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ ЗТМ

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 и 16 МВА (Т-1 25 МВА находится в эксплуатации с 2004 года, а Т-2 16 МВА – с 1989 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 20 и 35 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 20,7 МВА, или 129,4 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 12 МВА, или 75 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 125%, а Т-2 – 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 130% от номинальной мощности в течение 2 часа при температуре 0°С (таблица 6).

Так как существуещий перегруз 129,4 % позволяет работать до 2 часов, замена трансформатора 16 МВА не требуется.

Таблица 10.1.15 Анализ загрузки ПС 110 кВ ЗТМ с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/6	1х25 и 1х16	20,7	129,4	0,5	0,54	0,3	0,32	21	131,2	0	131, 2	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ ЗТМ согласно заключенным договорам на техприсоединение планируется присоединение 2 потребителей с заявленной мощностью 670 кВт и выше суммарной мощностью 0,5 МВт (0,54 МВА) (многоквартирный жилой дом – МКР «Кемпинг» г. Каспийск, год подключения – 2019, заявленная мощность 2х0,25 МВА, ДТП №№651/38 и 652/38)что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,32 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ ЗТМ с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,32 МВА и составит 21 МВА, или ≈130 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 16 МВА.

Замена существующего трансформатора 16 МВА не требуется.

ПС 110 кВ ЗФС

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 и 31,5 МВА (Т-1 40 МВА находится в эксплуатации с 1989 года, Т-2 31,5 МВА – с 1967 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 35 и 57 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 декабря 2017 г. в объеме 45,4 МВА, или 144,1 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день зимнего контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 39,5 МВА, или 125,4 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день летнего контрольного замера составляла 30°С. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики

Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная нагрузка Т-1 и Т-2 составляет 91% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка – до 100% от номинальной мощности в течение 24 часов при температуре – 30°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 8 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ ЗФС с заменой существующих трансформаторов 40 и 31,5 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 40 МВА каждый.

Таблица 10.1.16 Анализ загрузки ПС 110 кВ ЗФС с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/6	1х40 1х31,5	39,5	125,4	0,07	0,08	0,04	0,05	39,6	125,7	0	125,7	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ ЗФС, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 8 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,07 МВт (0,08 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,05 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ ЗФС с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,05 МВА и составит 39,6 МВА, или 125,7 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 31,5 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 31,5 и 40 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 40 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 40 и 31,5 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х40 МВА для ликвидации

перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Кайтаг

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 и 6,3 МВА (Т-1 16 МВА находится в эксплуатации с 1986 года, а Т-2 6,3 МВА – с 1972 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 38 лет и 52 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 15,5 МВА, или 246 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 10,2 МВА, или 161,9 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 года допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 1 минуты при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 8,3 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Кайтаг с заменой существующего трансформатора 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

Таблица 10.1.17 Анализ загрузки ПС 110 кВ Кайтаг с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	1х16 и 1х6,3	15,5	246	0,05	0,05	0,3	0,3	15,6	247,6	0	247,6	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Кайтаг, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 10 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,05 МВт (0,05 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,03 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Кайтаг с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,03 МВА и составит 15,6 МВА, или 247,6 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 6,3 МВА.

Мероприятие по замене существующего трансформатора 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА не предусмотрено в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Карадах

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 и 2,5 МВА (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 2012 года, а Т-2 2,5 МВА – с 1980 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 12 лет и 44 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 8,2 МВА, или 328 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 2,1 МВА, или 84 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 декабря 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 125% (таблица 1), а Т-2 составляет 105% (ПТЭ) от номинальной мощности, а аварийная перегрузка Т-2 – до 105% от номинальной мощности без ограничения по времени 0°С (ПТЭ). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно и аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (Т-2) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 5,7 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Карадах с заменой существующего трансформатора 2,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА.

Таблица 10.1.18 Анализ загрузки ПС 110 кВ Карадах с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/10	1х10 и 1х2,5	8,2	328	0	0	0	0	8,2	328	0	328	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Карадах подключение новых потребителей не планируется.

Мероприятие по замене существующего трансформатора 2,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА не предусмотрено в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 2,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Касумкент

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА каждый (Т-1 6,3 МВА находится в эксплуатации с 1981 года, а Т-2 6,3 МВА – с 1966 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 43 года и 58 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 декабря 2017 г. в объеме 10 МВА, или 158,7 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 8 МВА, или 127 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2017 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, имеется возможность перевода части нагрузки до 4.9 МВА на ПС 110 кВ Белиджи. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка – до 170% от номинальной мощности в течение 1 минуты

при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора до перевода нагрузки необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 2,2 МВА.

Таблица 10.1.19 Анализ загрузки ПС 110 кВ Касумкент с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	2х6,3	10	158,7	0,47	0,51	0,28	0,3	10,3	163,49	4,5	92	4,9 МВА на ПС 110 кВ Белиджи	60	

К ПС 110 кВ Касумкент, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 47 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,47 МВт (0,51 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,3 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Касумкент с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,3 МВА и составит 10,3 МВА, или 163,49 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 6,3 МВА.

С учетом перевода нагрузки 4,9 МВА на ПС 110 кВ Белиджи перегруз в режиме n-1 ликвидируется полностью. Замена трансформаторов не требуется.

ПС 110 кВ Каякент

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 и 6,3 МВА (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 1982 года, а Т-2 6,3 МВА – с 1985 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 42 года и 39 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 12,9 МВА, или 204,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет за-

фиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 6,8 МВА, или 107,9 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 года допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 – до 130% от номинальной мощности в течение 2 часов (таблица 6), Т-2 – до 140% от номинальной мощности в течение 8 часов при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 4 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Каякент с заменой существующего трансформатораТ-26,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА.

Таблица 10.1.20 Анализ загрузки ПС 110 кВ Каякент с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/10	1х10 и 1х6,3	12,9	204,8	0,05	0,05	0,03	0,03	13	206,3	0	206,3	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Каякент, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 10 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,05 МВт (0,05 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,03 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Каякент с учетом реализации действующих ТП указанных потребителей увеличится на 0,03 МВА и составит 13 МВА, или 206,3 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 6,3 МВА.

Мероприятие по замене существующего трансформатора 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА не предусмотрено в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 (6,3 МВА) на силовой трансформатор мощностью 10 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Кизляр-1

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16МВА каждый (Т-1 16 МВА находится в эксплуатации с 2006 года, а Т-2 16 МВА – с 1985 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 18 и 39 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 21 МВА, или 131,3 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 16,8 МВА, или 105 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 года допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 125%, а Т-2-115 % от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 – до 150 % от номинальной мощности в течение 2 часов (таблица 3), а Т-2 – до 130 % от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора Т-2 (130%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 0,2 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Кизляр-1 с заменой существующего трансформатора Т-2 16 МВА (1985 года выпуска) на силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

Таблица 10.1.21 Анализ загрузки ПС 110 кВ Кизляр-1 с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х16	21	131,3	0,24	0,26	0,14	0,15	21,2	132,5	0	132,5	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Кизляр-1, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 14 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,24 МВт (0,26 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,15 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Кизляр-1 с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,15 МВА и составит 21,2 МВА, или 132,5 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 16 МВА.

Мероприятие по замене существующего трансформатора Т-2 16 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА не предусмотрено в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора Т-216 МВА (1985 года выпуска) на силовой трансформатор мощностью 16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Кизляр-2

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 и 10 МВА (Т-1 16 МВА находится в эксплуатации с 2006 года, а Т-2 10 МВА – с 1980 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 18 лет и 44 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 24,3 МВА, или 243,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 14,5 МВА, или 145 % от номиналь-

ной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, имеется возможность перевода части нагрузки до 8 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 декабря 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составлет 125%, а Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 1 минуты при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 12,8 МВА до перевода нагрузки.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Кизляр-2 с заменой существующего трансформатора10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

Таблица 10.1.22 Анализ загрузки ПС 110 кВ Кизляр-2 с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	1х16 и 1х10	24,3	243	0	0	0	0	24,3	243	8	132,5	8 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1	60	

К ПС 110 кВ Кизляр-2 подключение новых потребителей не планируется.

Мероприятие по замене существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА не предусмотрено в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Компас

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА (Т-1 16 МВА находится в эксплуатации с 1983 года, а Т-2 16 МВА – с 1981 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 41 и 43 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 29,5 МВА, или 184,4 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 20,0 МВА, или 125,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 10 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 года допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 и Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 11 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Компас с заменой существующих трансформаторов 16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

Таблица 10.1.23 Анализ загрузки ПС 110 кВ Компас с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/10	2x16	29,5	184,4	0	0,00	0,00	0,00	29,50	184,4	0	184,4	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Компас присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Леваши

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью по 10 МВА каждый (Т-1 находится в эксплуатации с 2007 года, а Т-2 – с 2010 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 17 и 14 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 18 МВА, или 180,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 15 июня 2016 г. и составляет 12,5 МВА, или 125,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 10 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 200% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 5,5 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Леваши с заменой существующих трансформаторов 2*10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.*

Таблица 10.1.24 Анализ загрузки ПС 110 кВ Леваши с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/10	2х10	18	180,0	0,3	0,32	0,18	0,19	18,19	181,9	0	181,9	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10 кВ

К ПС 110 кВ Леваши, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 70 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,3 МВт (0,32 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,19 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Леваши с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,19 МВА и составит 18,19 МВА, или 181,9 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 2*10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Магарамкент

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью 5,6 и 6,3 МВА (Т-1 5,6 МВА находится в эксплуатации с 1968 года, а Т-2 6,3 МВА – с 1989 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 56 и 35 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 8,9 МВА, или 158,9 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 5,5 МВА, или 98,2 % от номиналь-

ной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 10 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 1,9 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Магарамкент с заменой существующих трансформаторов 5,6 и 6,3 *МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый.*

Таблица 10.1.25 Анализ загрузки ПС 110 кВ Магарамкент с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х25 и 1х16	8,9	158,9	0,15	0,16	0,09	0,10	9,00	160,7	0	160,7	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10 кВ

К ПС 110 кВ Магарамкент, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 32 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,15 МВт (0,16 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,1 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Магарамкент с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,1 МВА и составит 9 МВА, или 160,7 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 16 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 5,6 и 6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 5,6 и 6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый для лик-

видации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Мамедкала

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 и 6,3 МВА (Т-1 16 МВА находится в эксплуатации с 1987 года, а Т-2 6,3 МВА – с 1973 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 37 лет и 51 год соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 18,1 МВА, или 287,3 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2017 г. и составляла 12,6 МВА, или 200 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, имеется возможность перевода 5,3 МВА на ПС 110 кВ Белиджи. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 140% от номинальной мощности в течение 8 часов при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо перевести 5,3 МВт по сети 35 кВ на ПС 110 кВ Белиджи и отключить нагрузку потребителей в объеме 4 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Мамедкала с заменой существующего трансформатора Т-2 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА.

Таблица 10.1.26 Анализ загрузки ПС 110 кВ Мамедкала с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х16 и 1х6,3	18,1	287,3	0	0,00	0,00	0,00	18,10	287,3	5,3	203,2	-	-	

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Мамедкала присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Махачкала-110

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2*25 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 1988 года, а Т-2– с 2008 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 36 и 16 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 47,2 МВА, или 188,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 29,7 МВА, или 118,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 115%, а Т-2 – 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 15,5 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Махачкала-110 с заменой существующих трансформаторов 2*25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.*

Таблица 10.1.27 Анализ загрузки ПС 110 кВ Махачкала-110 с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	2х25	47,2	188,8	0	0,00	0,00	0,00	47,20	188,8	0	188,8	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Махачкала-110 присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Новая

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 2*40 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 1977 года, а Т-2 с 1978 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 47 и 46 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 57,3 МВА, или 143,3 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 33,1 МВА, или 82,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики

Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийнодопустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 11,3 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Новая с заменой существующих трансформаторов 2*40 МВА на силовые трансформаторы мощностью 63 МВА каждый.*

Таблица 10.1.28 Анализ загрузки ПС 110 кВ Новая с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	1х25 и 1х16	57,3	143,3	2,84	3,06	1,70	1,84	59,14	147,8	0	147,8	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 6-35 кВ

К ПС 110 кВ Новая, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 38 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 2,26 МВт (2,43 МВА), и 1 потребителя 670 кВт и более суммарной мощностью 0,576 МВт (0,62 МВА) (ЖСК «Золотые ключи», год подключения – 2019, заявленная мощность 0,576 МВт, ДТП №176/38), что с учётом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 1,84 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Новая с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 1,84 МВА и составит 59,14 МВА, или 147,8 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 40 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 2*40 МВА на силовые трансформаторы мощностью 63 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*40 МВА на силовые трансформаторы мощностью 63 МВА каждый для ликвидации

перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Огни

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 и 5,6 МВА (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 1976 года, а Т-2 5,6 МВА – с 1959 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 48 и 65 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 13,9 МВА или 248,2 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 15 июня 2016 г. и составляет 9,1 МВА, или 162,5 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 – до 130% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 6), Т-2 – до 140% от номинальной мощности в течение 8 часов при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (140%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 6 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Огни с заменой существующих трансформаторов 10 и 5,6 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый.

Таблица 10.1.29 Анализ загрузки ПС 110 кВ Огни с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	1х10 и 1х5,6	13,9	248,2	0	0,00	0,00	0,00	13,90	248,2	0	248,2	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 6-35 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Огни присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 10 и 5,6 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Приморская

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 2*16 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 2008 года, а Т-2 – с 2012 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 16 и 12 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 26,6 МВА, или 166,3 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 16 МВА, или 100,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 5 минут при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше ава-

рийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 6,6 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Приморская с заменой существующих трансформаторов 2*16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.*

Таблица 10.1.30 Анализ загрузки ПС 110 кВ Приморская с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х16	26,6	166,3	0	0,00	0,00	0,00	26,60	166,3	0	166,3	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 6-35 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Приморская присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Рассвет

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 и 10 МВА (Т-1 16 МВА находится в эксплуатации с 2006 года, а Т-2 10 МВА – с 1989 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 18 и 35 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 16,7 МВА, или 167 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 12,5 МВА, или 125 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 125%, а Т-2 – 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 4,2 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Рассвет с заменой существующего трансформатора Т-2 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

Таблица 10.1.31 Анализ загрузки ПС 110 кВ Рассвет с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	1х25 и 1х16	16,7	167,0	0,2	0,22	0,12	0,13	16,83	168,3	0	168,3	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Рассвет, согласно заключенным договорам на техприсоединение, планируется присоединение 9 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,2 МВт (0,22 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,13 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Рассвет с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,13 МВА и составит 16,83 МВА, или 168,3 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующего трансформатора Т-2 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА для ликвидации перегруз-

ки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Сергокала

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 и 6,3 МВА (Т-1 16 МВА находится в эксплуатации с 2015 года, а Т-2 6,3 МВА – с 1990 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 9 лет и 34 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 декабря 2017 г. в объеме 8,3 МВА, или 131,7 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 6,6 МВА, или 104,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2017 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 125%, а Т-2 – 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 130% от номинальной мощности в течение 24 часов при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (130%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 0,11 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Сергокала с заменой существующего трансформатора Т-2 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА.

Таблица 10.1.32 Анализ загрузки ПС 110 кВ Сергокала с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	1х16 и 1х6,3	8,3	131,7	0	0,00	0,00	0,00	8,30	131,7	0	131,7	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Сергокала присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (130%) в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Тагиркент

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3 и 2,5 МВА (Т-1 6,3 МВА находится в эксплуатации с 1980 года, а Т-2 2,5 МВА – с 1992 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 44 и 32 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 4,4 МВА, или 176,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 3,3 МВА, или 132,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 10 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 115% (таблица 1), а Т-2 – 105% (ПТЭ) от номинальной мощности, а аварийная перегрузка Т-1 – до 140% от номинальной мощности в течение 8 часов при температуре 0°С (таблица 5), а Т-2 – 105% без ограничения

по времени (ПТЭ). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно и аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (Т-2) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 1,8 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Тагиркент с заменой существующего трансформаторра Т-2 2,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА.

Таблица 10.1.33 Анализ загрузки ПС 110 кВ Тагиркент с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/10	1х6,3 и 1х2,5	4,4	176,0	0	0,00	0,00	0,00	4,40	176,0	0	176,0	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Тагиркент присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующего трансформаторра Т-2 2,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА для ликвидации перегрузки свыше длительно и аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Тарумовка

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2*6,3 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 1987 года, а Т-2 – с 1978 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 37 и 46 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 декабря 2017 г. в объеме 8,2 МВА, или 130,2 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 6,1 МВА, или 96,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2017 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, имеется возможность перевода 0,53 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 и Т-2 – до 130% от номинальной мощности в течение 24 часов при температуре 0°С (таблица 5). После перевода 0,53 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1 перегруз оставшегося в работе трансформатора составит 121,7 % свыше длительно допустимой токовой загрузки. С данным перегрузом допускается работать до 24 часов, соответственно, замена трансформаторов не требуется.

Таблица 10.1.34 Анализ загрузки ПС 110 кВ Тарумовка с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х25 и 1х16	8,2	130,2	0	0,00	0,00	0,00	8,20	130,2	0,53	121,7	-	-	имеется возможность перевода нагрузки 0,53 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Тарумовка присоединение новых потребителей не планируется.

Замена существующих трансформаторов 2*6,3 МВА не требуется, так как с учетом перевода 0,53 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1 перегруз оставшегося в работе трансформатора составит 121,7 %, а с данной аварийно допустимой токовой загрузкой допускается работать до 24 часов.

ПС 110 кВ Тлох

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2х10 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 2014 года, а Т-2– с 2014 года, срок эксплуатации к 2024 году составит по 10 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 16 г. в объеме 15,3 МВА, или 153,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего

максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 3,5 МВА, или 35,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 160% от номинальной мощности в течение 10 минут при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 2,8 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Тлох с заменой существующих трансформаторов 2*10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.*

Таблица 10.1.35 Анализ загрузки ПС 110 кВ Тлох с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х10	15,3	153,0	0	0,00	0,00	0,00	15,30	153,0	0	153,0	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Тлох присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Терекли-Мектеб

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2*6,3 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 1974 года, а Т-2– с 2004 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 50 и 20 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 10,3 МВА, или 163,5 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 4,9 МВА, или 77,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 115%, а Т-2 – 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 3 МВА.

*Для недопущения отклюения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Терекли-Мектеб с заменой существующих трансформаторов 2*6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый.*

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Терекли-Мектеб присоединение новых потребителей не планируется.

Таблица 10.1.36 Анализ загрузки ПС 110 кВ Терекли-Мектеб с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	2х6,3	10,3	163,5	0	0,00	0,00	0,00	10,30	163,5	0	163,5	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ ЦПП

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 2*25 МВА (Т-1 и Т-2 находится в эксплуатации с 1983 года, срок эксплуатации к 2024 году составит по 41 году). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 32,4 МВА, или 129,6 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 20,7 МВА, или 82,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 10 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 3,6 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ ЦПП с заменой существующих трансформаторов 2*25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.*

Таблица 10.1.37 Анализ загрузки ПС 110 кВ ЦПП с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/10/6	2х25	32,4	129,6	0,35	0,38	0,21	0,23	32,63	130,5	0	130,5	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-6 кВ

К ПС 110 кВ ЦПП согласно заключенным договорам на техприсоединение планируется присоединение 40 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,35 МВт (0,38 МВА), что с учётом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,23 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ ЦПП с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,23 МВА и составит 32,63 МВА, или 130,5 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 25 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 2*25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Цудахар

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2*10 МВА (Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации с 2007 года, срок эксплуатации к 2024 году составит по 17 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 19,8 МВА, или 198,0 % от номинальной

мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 9,4 МВА, или 94,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 200% от номинальной мощности в течение 1 минуты при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 7,3 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Цудахар с заменой существующих трансформаторов 2*10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.*

Таблица 10.1.38 Анализ загрузки ПС 110 кВ Цудахар с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х10	19,8	198,0	0	0,00	0,00	0,00	19,80	198,0	0	198,0	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Цудахар присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Шамильское

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью 2*6,3 МВА (Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации с 2006 года, срок эксплуатации к 2024 году составит по 18 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 10,8 МВА, или 171,4 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 3,4 МВА, или 54 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 10 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 200% от номинальной мощности в течение 1 минуты при температуре 0°С (таблица 2). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 3 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Шамильское с заменой существующих трансформаторов 2*6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый.*

Таблица 10.1.39 Анализ загрузки ПС 110 кВ Шамильское с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объём переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учётом ДТП и переводом нагрузки	Объём и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/10	2х6,3	10,8	171,4	0	0,00	0,00	0,00	10,80	171,4	0	171,4	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Шамильское присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Шамхал

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 и 16 МВА (Т-1 25 МВА находится в эксплуатации с 2012 года, а Т-2 16 МВА – с 1980 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 12 лет и 44 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 40,5 МВА, или 253,1 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 27,6 МВА, или 172,5 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 125%, а Т-2 –115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 22,1 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется перевод части нагрузки (до 22,1 МВт) с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная – Алмало.

Таблица 10.1.40 Анализ загрузки ПС 110 кВ Шамхал с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х25 И 1х16	10,8	171,4	0	0,00	0,00	0,00	10,80	171,4	0	171,4	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Шамхал присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется перевод части нагрузки (до 20 МВт) с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная – Алмало для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Юго-Восточная

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 2*10 МВА (Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации с 2008 года, срок эксплуатации к 2024 году составит по 16 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 14,1 МВА, или 141,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 9,2 МВА, или 92 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 6 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а

аварийная перегрузка Т-2 от 8 февраля 2019 года до 150% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 3).

Так как фактическая загрузка трансформатора 141 % в схеме n-1 не превышает аварийно допустимую величину в течение 2 часов, то замена трансформаторов не требуется.

Таблица 10.1.41 Анализ загрузки ПС 110 кВ Юго-Восточная с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/6	2х10	14,1	141,0	0	0,00	0,00	0,00	14,10	141,0	0	141,0	-	-	Отсутствует возможность по режиму сети 6 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Юго-Восточная присоединение новых потребителей не планируется.

Замена существующих трансформаторов 2*10 МВА не требуется.

ПС 110 кВ Ярыксу

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2*25 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 2006 года, а Т-2– с 2010 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 18 и 14 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 52,7 МВА, или 210,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла – 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 38,7 МВА, или 154,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности

(таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 и Т-2 – до 150% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре – 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (150%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 15,2 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Ярыксу с заменой существующих трансформаторов 2*25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.*

Таблица 10.1.42 Анализ загрузки ПС 110 кВ Ярыксу с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х25	52,7	210,8	0	0,00	0,00	0,00	52,70	210,8	0	210,8	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Ярыксу присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Ирганай ГПП

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2*16 МВА (Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации с 1984 года, срок эксплуатации к 2024 году составит по 40 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 37,3 МВА, или 233,1 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 14,8 МВА, или 92,5 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к

анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет – 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре – 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 19 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Ирганай ГПП с заменой существующих трансформаторов 2*16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.*

Таблица 10.1.43 Анализ загрузки ПС 110 кВ Ирганай ГПП с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х16	37,3	233,1	0	0,00	0,00	0,00	37,30	233,1	0	233,1	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Ирганай ГПП присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 330 кВ Дербент

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью 2*16 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 1972 года, а Т-2 – с

1974 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 52 и 50 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 18,6 МВА, или 116,2 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 15 июня 2016 г. и составляет 11,4 МВА, или 71,2 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 6 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 и Т-2 – до 120% от номинальной мощности в течение 24 часа при температуре 0°С (таблица 6).

*В схеме n-1 перегруз составляет 116,2 %, с учетом перегрузочной способности на 24 часа допускается загрузка до 120 %, соответственно замены существующих трансформаторов 2*16 МВА на ПС 330 кВ Дербент не требуется.*

Таблица 10.1.44 Анализ загрузки ПС 330 кВ Дербент с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/6	2x16	18,6	116,3	0,18	0,19	0,11	0,12	18,72	117,0	0	117,0	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 330 кВ Дербент согласно заключенным договорам на техприсоединение планируется присоединение 29 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,18 МВт (0,19 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,12 МВА.

Нагрузка ПС 330 кВ Дербент с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,12 МВА и составит 18,72 МВА, или 117,0 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 16 МВА.

Замена существующих трансформаторов 2*16 МВА не требуется, так как с существующим перегрузом допускается работать до 24 часов.

ПС 110 кВ Миарсо

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2*16 МВА (Т-1 ии Т-2 находятся в эксплуатации с 2006 года срок эксплуатации к 2024 году составит по 18 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 23,8 МВА, или 148,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 15 июня 2016 г. и составляет 8,6 МВА, или 53,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 и Т-2 – до 150% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 3).

Так как фактическая загрузка трансформатора 148,8 % в схеме n-1 не превышает аварийно-допустимую величину на время 24 часа, то замена трансформаторов не требуется.

Таблица 10.1.45 Анализ загрузки ПС 110 кВ Миарсо с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2x16	23,8	148,8	0	0,00	0,00	0,00	23,80	148,8	0	148,8	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Миарсо присоединение новых потребителей не планируется.

Замена существующих трансформаторов 2*16 МВА не требуется.

«Оптимистичный» вариант развития

В таблице 10.2 приведены фактические сведения об установленной мощности трансформаторов 110 кВ, их загрузке по данным контрольных замеров 2014-2018 гг., фактической максимальной загрузке в послеаварийных режимах, объемах требуемой мощности по заявкам на технологическое присоединение.

При выполнении расчетов учитывалось следующее:

а) для трехфазных трансформаторов мощностью 5 МВА и более в соответствии с Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию (утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81) (далее – Требования):

допустимый коэффициент длительно допустимой токовой нагрузки без ограничения по времени, оставшегося в работе трансформатора сроком эксплуатации 30 лет и более принят равным в зимний период – 1,15 для температуры воздуха 0 С°, а в летний период – равным 0,91 для температуры воздуха +30 С°;

допустимый коэффициент длительно допустимой токовой нагрузки без ограничения по времени оставшегося в работе трансформатора сроком эксплуатации до 30 лет, принят равным в зимний период – 1,25 для температуры воздуха 0 С°, а в летний период – равным 1,15 для температуры воздуха +30 С°;

коэффициенты аварийно допустимого перегруза трансформаторов, находящихся в эксплуатации до 30 лет, приняты в соответствии с таблицами 2-4 Требований;

коэффициенты аварийно допустимого перегруза трансформаторов, находящихся в эксплуатации 30 лет и более, приняты в соответствии с таблицами 5-7 Требований;

б) для трансформаторов мощностью менее 5 МВА в трехфазном исполнении длительно и аварийно допустимый коэффициент перегрузочной способности без ограничения по времени принят – 1,05 согласно ПТЭ.

При определении необходимости замены трансформаторов проведен анализ возможности перевода нагрузки (ее части) на другие источники питания по сети низшего (среднего) напряжения согласно данным режимного дня и нормальной схемы электрической сети 35 кВ, предоставленными ПАО «МРСК Северного Кавказа». Согласно указанным данным, возможность перевода нагрузки имеется у следующих ПС 110 кВ:

ПС 110 кВ Ботлих – перевод в ОЗП 2+j1 МВА на ПС 110 кВ Миарсо;

ПС 110 кВ Буйнакск-1 – перевод в ОЗП 2+j1 МВА на ПС 110 кВ Буйнакск-2;

ПС 110 кВ Касумкент – перевод в ОЗП 4,5+j2 МВА на ПС 110 кВ Белиджи;

ПС 110 кВ Кизляр-2 – перевод в ОЗП 7,5+j3 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1;

ПС 110 кВ Мамедкала – перевод в ОЗП 5+j2 МВА на ПС 110 кВ Белиджи;

ПС 110 кВ Тарумовка – перевод в ОЗП 0,5+j0.2 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1.

По другим центрам питания возможность перевода в максимум потребления отстутствует.

Требуется демонтаж и замена на 39 центрах питания 62 трансформаторов 110 кВ суммарной номинальной мощностью 869,4 МВА на трансформаторы суммарной номинальной мощностью 1409,6 МВА.

Практически по всем центрам питания, за исключением ПС 110 кВ Шамхал, необходимость замены трансформаторов вызвана существующей нагрузкой. На ПС 110 кВ Шамхал необходимость замены трансформатора 16 МВА на трансформатор 25 МВА вызвана подключением новых потребителей.

Таблица 10.2. – Максимальная загрузка трансформаторов 110 кВ («оптимистичный» вариант)

№ п/п	Наименование центра питания 110 кВ и выше	Классы напряжения	Данные на конец отчетного периода (IV квартал 2018)														Объем мощности по заявкам на ТП до 670* кВт находящимся на исполнении			Объем мощности по заявкам на ТП 670* кВт и выше находящимся на исполнении			Примечание
			Количество и номинальная мощность установленных трансформаторов, (шт×МВА)	Суммарная установленная мощность трансформаторов, МВА	Длительно допустимая нагрузка центра питания в ЗРД, МВА (Т-1/Т-2)	Длительно допустимая нагрузка центра питания в ЛРД, МВА (Т-1/Т-2)	Максимальная нагрузка (по замерам зимнего режимного дня)					Максимальная нагрузка (по замерам летнего режимного дня)					МВт	МВА	Кол-во, шт	МВт	МВА	Кол-во, шт	
							Значение нагрузки, МВА	Значение нагрузки 2024 году с учетом ТП и Ксовм, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Загрузка Тр-ров ЦП в режиме N-1, %	Дата проведения замера	Значение нагрузки, МВА	Значение нагрузки 2024 году с учетом ТП и Ксовм, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Загрузка Тр-ров ЦП в режиме N-1, %	Дата проведения замера							
1.	ПС 110 кВ Акташ	110/35/10	1х25 и 1х16	41	31,25/18,4	28,75/14,56	45,9	47,4	112	286,9	19.12.18г	30,7	32,2	74,9	191,9	20.06.18г	2,39	2,57	18	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
2.	ПС 110 кВ Акуша	110/35/10	1х10 и 1х16	26	12,5/20	11,5/18,4	17,8	17,8	68,5	178,0	21.12.16г	9,4	9,4	36,2	94,0	21.06.17г	0,06	0,06	9	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
3.	ПС 110 кВ Александрия	110/35/10	2х6,3	12,6	7,24/7,24	5,72/5,72	8,9	9,0	70,6	141,3	21.12.16г	3,4	3,5	27,0	54,0	20.06.18г	0,09	0,10	14	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
4.	ПС 110 кВ Анцух	110/35/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	31,6	31,6	158,0	316,0	21.12.16г	9,4	9,4	47,0	94,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
5.	ПС 110 кВ Араблинка	110/10	2х2,5	5	2,625/2,625	2,625/2,625	2,8	2,8	56,0	112,0	21.12.16г	2,5	2,5	50,0	100,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
6.	ПС 110 кВ Аргвани	110/10	1х6,3	6,3	7,875	7,245	2,1	2,1	33,3	-	21.12.16г	0,6	0,6	9,5	-	20.06.18г	0,001	0,00	4	0	0	0	
7.	ПС 110 кВ Арсланбек	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	0,5	0,5	20,0	-	19.12.18г	0,4	0,4	16,0	-	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
8.	ПС 110 кВ Ахты	110/35/10	2х10	20	11,5/11,5	9,1/9,1	19,7	19,8	98,5	197,0	21.12.16г	6,4	6,5	32,0	64,0	15.06.16г	0,07	0,08	16	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
9.	ПС 110 кВ Бабаюрт	110/35/10	1х10 и 1х16	26	11,5/20	9,1/18,4	17,9	18,0	68,8	179,0	21.12.16г	11,8	11,9	45,4	118,0	21.06.17г	0,08	0,09	14	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
10.	ПС 110 кВ Берег	110/6	1х6,3	6,3	7,875	7,245	0,6	1,6	9,5	-	19.12.18г	0,5	1,5	9,5	-	21.06.17г	0	0	0	1,52	1,63	1	
11.	ПС 110 кВ Ботлих	110/35/10	1х10 и 1х16	26	12,5/20	11,5/18,4	29,3	29,4	112,7	293,0	21.12.16г	9,3	9,4	35,8	93,0	20.06.18г	0,15	0,16	2	0	0	0	Имеется возможность перевода 2,2 МВА на ПС 110 кВМиарсо
12.	ПС 110 кВ Буйнакск-1	110/35/6	2х25	50	31,25/31,25	28,75/28,75	55,4	55,4	110,8	221,6	21.12.16г	28,5	28,5	57,0	114,0	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	Имеется возможность перевода 2,2 МВА на ПС 110 кВ Буйнакск-2
13.	ПС 110 кВ Буйнакск-2	110/35/6	2х16	32	20/20	18,4/18,4	11,4	11,5	35,6	71,3	20.12.17г	7,7	7,8	24,1	48,1	20.06.18г	0,15	0,16	15	0	0	0	
14.	ПС 110 кВ Восточная	35/10	2х25	50	31,25/31,25	28,75/28,75	10,3	15,6	20,6	41,2	19.12.18г	5,9	11,2	11,8	23,6	20.06.18г	0,97	1,04	5	7,2	7,75	3	
15.	ПС 110 кВ Геджух	110/10	1х10 и 1х2,5	12,5	11,5/2,625	9,1/2,625	1.67	1,7	13,4	66,8	20.06.18г	1,7	1,7	13,6	68,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
16.	ПС 110 кВ Гергебиль	110/35/10	2х25	50	31,25/31,25	28,75/28,75	15,4	15,5	30,8	61,6	21.12.16г	11,8	11,9	23,6	47,2	15.06.16г	0,1	0,11	9	0	0	0	
17.	ПС 110 кВ Гидатль	110/10	1х6,3	6,3	7,874	7,245	5,2	5,2	82,5	-	21.12.16г	1,6	1,6	25,4	-	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
18.	ПС 110 кВ ГПП	110/6	1х31,5 и 1х40	71,5	36,225/50	28,665/46	43,3	46,1	60,6	137,5	21.12.16г	28,8	31,6	40,3	91,4	20.06.18г	2,27	2,44	48	2	2,15	1	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
19.	ПС 110 кВ Гуниб	110/35/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	21,4	21,4	107	214	21.12.16г	4,6	4,6	23,0	46,0	20.06.18г	0,02	0,02	1	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует

№ п/п	Наименование центра питания 110 кВ и выше	Классы напряжения	Данные на конец отчетного периода (IV квартал 2018)														Объем мощности по заявкам на ТП до 670* кВт находящимся на исполнении			Объем мощности по заявкам на ТП 670* кВт и выше находящимся на исполнении			Примечание
			Количество и номинальная мощность установленных трансформаторов, (шт×МВА)	Суммарная установленная мощность трансформаторов, МВА	Длительно допустимая нагрузка центра питания в ЗРД, МВА (Т-1/Т-2)	Длительно допустимая нагрузка центра питания в ЛРД, МВА (Т-1/Т-2)	Максимальная нагрузка (по замерам зимнего режимного дня)					Максимальная нагрузка (по замерам летнего режимного дня)					МВт	МВА	Кол-во, шт	МВт	МВА	Кол-во, шт	
							Значение нагрузки, МВА	Значение нагрузкик 2024 году с учетом ТП и Ксовм, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Загрузка Тр-ров ЦП в режиме N-1, %	Дата проведения замера	Значение нагрузки, МВА	Значение нагрузкик 2024 году с учетом ТП и Ксовм, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Загрузка Тр-ров ЦП в режиме N-1, %	Дата проведения замера							
20.	ПС 110 кВ Дербент Западная	110/6	1х6,3 и 1х10	16,3	7,875/12,5	7,245/11,5	11,2	12,5	68,7	177,8	19.12.18г	6,7	8,0	41,1	106,3	21.06.17г	0	0,00	0	2	2,15	1	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
21.	ПС 110 кВ Дербент Северная	110/6	1х22 и 1х10	32	25,3/11,5	20,02/9,1	20,2	20,2	63,1	202,0	21.12.16г	12,1	12,1	37,8	121,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
22.	ПС 110 кВ Дылым	110/35/10	2х10	20	11,5/11,5	9,1/9,1	13.8	13,9	69,0	138,0	19.12.18г	10,6	10,7	53,0	106,0	20.06.18г	0,08	0,09	8	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
23.	ПС 110 кВ Заречная	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	0,3	0,3	12,0	-	19.12.18г	0,1	0,1	4,0	-	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	
24.	ПС 110 кВ ЗТМ	110/6	1х25 и 1х16	41	31,25/18,4	28,75/14,56	20,7	21,0	50,5	129,4	21.12.16г	12,0	12,3	29,3	75,0	20.06.18г	0	0	0	0,5	0,54	2	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
25.	ПС 110 кВ ЗФС	110/35/6	1х40 и 1х31.5	71,5	46/36,225	36,4/28,665	45,4	45,5	63,5	144,1	20.12.17г	39,5	39,6	55,2	125,4	21.06.17г	0,07	0,08	8	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
26.	ПС 110 кВ Изберг Северная	110/35/10	2х16	32	18,4/18,4	14,56/14,56	17,6	17,8	55,0	110,0	21.12.16г	12,8	13,0	40,0	80,0	20.06.18г	0,27	0,29	46	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
27.	ПС 110 кВ Изберг Южная	110/6	2х6,3	12,6	7,875/7,875	7,245/7,245	5,9	5,9	46,8	93,7	19.12.18г	4,0	4,0	31,7	63,5	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
28.	ПС 110 кВ Кайтаг	110/35/10	1х16 и 1х6,3	22,3	18,4/7,245	14,56/5,733	15,5	15,5	69,5	246,0	21.12.16г	10,2	10,2	45,7	161,9	20.06.18г	0,05	0,05	10	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
29.	ПС 110 кВ Калиновка	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	2,3	2,3	92,0	-	19.12.18г	1,5	1,5	60,0	-	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	
30.	ПС 110 кВ Капир	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	1,1	1,1	44,0	-	19.12.18г	0,6	0,6	24,0	-	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
31.	ПС 110 кВ Карадах	110/10	1х10 и 1х2,5	12,5	12,5/2,625	11,5/2,625	8,2	8,2	65,6	328,0	21.12.16г	2,1	2,1	16,8	84,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
32.	ПС 110 кВ Касумкент	110/35/10	2х6,3	12,6	7,875/7,875	7,245/7,245	10	10,3	79,4	158,7	20.12.17г	8,0	8,3	63,5	127,0	20.06.18г	0,47	0,51	47	0	0	0	Имеется возможность перевода 4,9 МВА на ПС 110 кВ Белиджи
33.	ПС 110 кВ Каякент	110/10	1х10 и 1х6,3	16,3	11,5/7,245	9,1/5,733	12,9	13	79,1	204,8	19.12.18г	6,8	6,9	41,7	107,9	20.06.18г	0,05	0,05	10	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
34.	ПС 110 кВ ГКС	110/10	2х40	80	46/46	36,4/36,4	0	0,0	0,0	0,0	-	0	0,0	0,0	0,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
35.	ПС 110 кВ Кизилюртовская	110/10	1х10	10	11,5	9,1	9,6	10,8	96,0	-	21.12.16г	6,6	7,8	66,0	-	21.06.17г	0,26	0,28	7	1,6	1,72	1	
36.	ПС 110 кВ Кизляр-1	110/35/10	2х16	32	20/20	18,4/18,4	21	21,2	65,6	131,3	19.12.18г	16,8	17,0	52,5	105,0	20.06.18г	0,24	0,26	14	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
37.	ПС 110 кВ Кизляр-2	110/35/10	1х16 и 1х10	26	20/11,5	18,4/9,1	24,3	24,7	93,5	243,0	21.12.16г	14,5	14,9	55,8	145,0	20.06.18г	0	0,00	0	0,67	0,72	1	Имеется возможность перевода 8 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1.
38.	ПС 110 кВ Коминтерн	110/10	1х2,5	2.5	2,625	2,625	0,4	0,4	16,0	-	21.12.16г	0,3	0,3	12,0	-	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	

№ п/п	Наименование центра питания 110 кВ и выше	Классы напряжения	Данные на конец отчетного периода (IV квартал 2018)														Объем мощности по заявкам на ТП до 670* кВт находящимся на исполнении			Объем мощности по заявкам на ТП 670* кВт и выше находящимся на исполнении			Примечание
			Количество и номинальная мощность установленных трансформаторов, (шт×МВА)	Суммарная установленная мощность трансформаторов, МВА	Длительно допустимая нагрузка центра питания в ЗРД, МВА (Т-1/Т-2)	Длительно допустимая нагрузка центра питания в ЛРД, МВА (Т-1/Т-2)	Максимальная нагрузка (по замерам зимнего режимного дня)					Максимальная нагрузка (по замерам летнего режимного дня)					МВт	МВА	Кол-во, шт	МВт	МВА	Кол-во, шт	
							Значение нагрузки, МВА	Значение нагрузки 2024 году с учетом ТП и Ксовм, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Загрузка Тр-ров ЦП в режиме N-1, %	Дата проведения замера	Значение нагрузки, МВА	Значение нагрузки 2024 году с учетом ТП и Ксовм, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Загрузка Тр-ров ЦП в режиме N-1, %	Дата проведения замера							
39.	ПС 110 кВ Компас	110/10	2х16	32	18,4/18,4	14,56/14,56	29,5	29,5	92,2	184,4	21.12.16г	20,0	20,0	62,5	125,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
40.	ПС 110 кВ Кочубей	110/35/10	2х6,3	12,6	7,245/7,245	5,733/5,733	4,2	4,2	33,3	66,7	19.12.18г	2,7	2,7	21,4	42,9	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
41.	ПС 110 кВ Курах	110/35/10	1х10 и 1х6,3	16,3	12,5/7,875	11,5/7,245	6,7	6,7	41,1	106,3	19.12.18г	3,3	3,3	20,2	52,4	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
42.	ПС 110 кВ Куруш	110/10	1х5,6 и 1х6,3	11,9	6,44/7	5,096/6,44	4,3	4,3	36,1	76,8	21.12.16г	3,5	3,5	29,4	62,5	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
43.	ПС 110 кВ Леваши	110/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	18	18,2	90,0	180,0	21.12.16г	12,5	12,7	62,5	125,0	15.06.16г	0,3	0,32	70	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
44.	ПС 110 кВ Львовская	110/35/10	1х16	16	18,4	14,56	13,2	13,2	82,5	-	21.12.16г	5,6	5,6	35,0	-	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
45.	ПС 110 кВ Магарамкент	110/10	1х5,6 и 1х6,3	11,9	7/7,875	6,44/7,245	8,9	9,0	74,8	158,9	21.12.16г	5,5	5,6	46,2	98,2	20.06.18г	0,15	0,16	32	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
46.	ПС 110 кВ Майданское	110/10	10	10	12,5	11,5	9,57	9,6	95,7	-	19.12.18г	2,2	2,2	22,0	-	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
47.	ПС 110 кВ Мамедкала	110/35/10	1х16 и 1х6,3	22,3	18,4/7,245	14,56/5,733	18,1	18,1	81,2	287,3	19.12.18г	12,6	12,6	56,5	200,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Имеется возможность перевода 5,3 МВА на ПС 110 кВ Белиджи
48.	ПС 110 кВ Махачкала-110	110/35/10	2х25	50	28,75/31,25	22,75/28,75	47,2	48,65	94,4	188,8	21.12.16г	29,7	31,2	59,4	118,8	20.06.18г	0	0,00	0	2,24	2,41	1	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
49.	ПС 110 кВ Миатлы	110/10	2х6,3	12,6	7,245/7,245	5,733/5,733	1	1,0	7,9	15,9	20.12.17г	0,6	0,6	4,8	9,5	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
50.	ПС 110 кВ Морская	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	1,28	1,3	51	-	19.12.18г	1,3	1,3	52,0	-	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
51.	ПС 110 кВ Новый-Чиркей	110/10	1х10	10	12,5	11,5	7,7	7,7	77,0	-	21.12.16г	4,0	4,0	40,0	-	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
52.	ПС 110 кВ Насосная-1	110/10	2х6,3	12,6	7,245/7,245	5,733/5,733	3,8	6,5	30,2	60,3	20.12.17г	2,2	4,9	17,5	34,9	21.06.17г	0	0,00	0	4,2	4,52	3	
53.	ПС 110 кВ Насосная-2	110/10	1х6,3	6,3	7,245	5,733	1	2,0	15,9	-	21.12.16г	0,5	1,5	7,9	-	15.06.16г	0	0,00	0	1,5	1,62	1	
54.	ПС 110 кВ Новая	110/35/6	2х40	80	46/46	36,4/36,4	57,3	62,1	71,6	143,3	19.12.18г	33,1	37,9	41,4	82,8	20.06.18	2,26	2,43	38	5,1	5,49	5	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
55.	ПС 110 кВ Огни	110/6	1х10 и 1х5,6	15,6	11,5/6,44	9,1/5,096	13,9	13,9	89,1	248,2	21.12.16г	9,1	9,1	58,3	162,5	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
56.	ПС 110 кВ Очистные сооружения	110/6	1х25 и 1х10	35	28,75/11,5	22,75/9,1	11,2	11,8	32,0	112,0	19.12.18г	8,6	9,2	24,6	86,0	20.06.18г	0	0,00	0	1	1,08	1	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
57.	ПС 110 кВ Приморская	110/35/6	2х16	32	20/20	18,4/18,4	26,6	26,6	83,1	166,3	21.12.16г	16,0	16,0	50,0	100,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
58.	ПС 110 кВ Приозерная	110/35/6	2х25	50	31,25/31,25	28,75/28,75	15,8	18,9	31,6	63,2	20.12.17г	10,1	13,2	20,2	40,4	21.06.17г	0	0,00	0	4,81	5,18	3	

№ п/п	Наименование центра питания 110 кВ и выше	Классы напряжения	Данные на конец отчетного периода (IV квартал 2018)														Объем мощности по заявкам на ТП до 670* кВт находящимся на исполнении			Объем мощности по заявкам на ТП 670* кВт и выше находящимся на исполнении			Примечание
			Количество и номинальная мощность установленных трансформаторов, (шт*МВА)	Суммарная установленная мощность трансформаторов, МВА	Длительно допустимая нагрузка центра питания в ЗРД, МВА (Т-1/Т-2)	Длительно допустимая нагрузка центра питания в ЛРД, МВА (Т-1/Т-2)	Максимальная нагрузка (по замерам зимнего режимного дня)					Максимальная нагрузка (по замерам летнего режимного дня)					МВт	МВА	Кол-во, шт	МВт	МВА	Кол-во, шт	
							Значение нагрузки, МВА	Значение нагрузки 2024 году с учетом ТП и Ксозм, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Загрузка Тр-ров ЦП в режиме N-1, %	Дата проведения замера	Значение нагрузки, МВА	Значение нагрузки 2024 году с учетом ТП и Ксозм, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Загрузка Тр-ров ЦП в режиме N-1, %	Дата проведения замера							
59.	ПС 110 кВ Рассвет	110/35/6	1х16 и 1х10	26	18,4/12,5	14,56/11,5	16,7	16,8	64,2	167,0	21.12.16г	12,5	12,6	48,1	125,0	20.06.18г	0,2	0,22	9	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
60.	ПС 110 кВ Родниковая	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	2,4	2,4	96,0	-	19.12.18г	1,5	1,5	60,0	-	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	
61.	ПС 110 кВ Самур	110/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	0,94	0,9	4,7	9,4	20.12.17г	0,9	0,9	4,5	9,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
62.	ПС 110 кВ Сергокала	110/35/10	1х16 и 1х6,3	22,3	20/7,245	18,4/5,733	8,3	8,3	37,2	131,7	20.12.17г	6,6	6,6	29,6	104,8	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
63.	ПС 110 кВ Советская	110/6	1х2,5	2,5	2,625	2,625	2,39	2,4	95,7	-	19.12.18г	1,9	1,9	76,0	-	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
64.	ПС 110 кВ Стекольная	110/10/35	2х63	126	78,75/78,75	72,45/72,45	4,2	4,2	3,3	6,7	19.12.18г	4,2	4,2	3,3	6,7	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
65.	ПС 110 кВ Сулак	110/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	2,4	2,4	12,0	24,0	21.12.16г	1,0	1,0	5,0	10,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
66.	ПС 110 кВ Сулевкент	110/10	1х6,3	6,3	7,245	5,733	2	2,0	31,7	-	21.12.16г	1,2	1,2	19,0	-	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	
67.	ПС 110 кВ Тагиркент	11010	1х6,3 и 1х2,5	8,8	7,245/2,625	5,733/2,625	4,4	4,4	50,0	176,0	21.12.16г	3,3	3,3	37,5	132,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
68.	ПС 110 кВ Таловка	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	0,7	0,7	28,0	-	21.12.16г	0,5	0,5	20,0	-	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	
69.	ПС 110 кВ Тарумовка	110/35/10	2х6,3	12,6	7,245/7,245	5,733/5,733	8,2	8,2	65,1	130,2	20.12.17г	6,1	6,1	48,4	96,8	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Имеется возможность перевода нагрузки 0,53 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1
70.	ПС 110 кВ Тлайлух	110/10	1х6,3	6,3	7,875	7,245	4,6	4,6	73,0	-	21.12.16г	2,4	2,4	38,1	-	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
71.	ПС 110 кВ Тлох	110/35/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	15,3	15,3	76,5	153,0	21.12.16г	3,5	3,5	17,5	35,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
72.	ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	110/35/10	2х6,3	12,6	7,245/7,875	5,733/7,245	10,3	10,3	81,7	163,5	21.12.16г	4,9	4,9	38,9	77,8	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
73.	ПС 110 кВ Усухчай	110/10	2х6,3	12,6	7,245/7,245	5,733/5,733	5,3	5,3	42,1	84,1	21.12.16г	1,9	1,9	15,1	30,2	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
74.	ПС 110 кВ Хунзах	110/10	2х16	32	20/20	18,4/18,4	19,6	19,6	61,3	122,5	21.12.16г	10,8	10,8	33,8	67,5	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
75.	ПС 110 кВ ЦПП	110/10/6	2х25	50	28,75/28,75	22,75/22,75	32,4	37,3	64,8	129,6	21.12.16г	20,7	25,6	41,4	82,8	20.06.18г	0,35	0,38	40	7,2	7,75	3	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
76.	ПС 110 кВ Цудахар	110/35/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	19,8	19,8	99,0	198,0	21.12.16г	9,4	9,4	47,0	94,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
77.	ПС 110 кВ Чиркей ГПП	110/35/6	1х16 и 1х10	26	18,4/11,5	14,56/9,1	4,3	4,3	16,5	43,0	19.12.18г	3,0	3,0	11,5	30,0	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	
78.	ПС 110 кВ Шамильское	110/10	2х6,3	12,6	7,875/7,875	7,245/7,245	10,8	10,8	85,7	171,4	21.12.16г	3,4	3,4	27,0	54,0	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует

№ п/п	Наименование центра питания 110 кВ и выше	Классы напряжения	Данные на конец отчетного периода (IV квартал 2018)														Объем мощности по заявкам на ТП до 670* кВт находящимся на исполнении			Объем мощности по заявкам на ТП 670* кВт и выше находящимся на исполнении			Примечание
			Количество и номинальная мощность установленных трансформаторов, (шт×МВА)	Суммарная установленная мощность трансформаторов, МВА	Длительно допустимая нагрузка центра питания в ЗРД, МВА (Т-1/Т-2)	Длительно допустимая нагрузка центра питания в ЛРД, МВА (Т-1/Т-2)	Максимальная нагрузка (по замерам зимнего режимного дня)					Максимальная нагрузка (по замерам летнего режимного дня)					МВт	МВА	Кол-во, шт	МВт	МВА	Кол-во, шт	
							Значение нагрузки, МВА	Значение нагрузки 2024 году с учетом ТП и Ксовм, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Загрузка Тр-ров ЦП в режиме N-1, %	Дата проведения замера	Значение нагрузки, МВА	Значение нагрузки 2024 году с учетом ТП и Ксовм, МВА	Значение нагрузки в нормальном режиме, %	Загрузка Тр-ров ЦП в режиме N-1, %	Дата проведения замера							
79.	ПС 110 кВ Шамхал	110/35/10	1х25 и 1х16	41	31,25/18,4	28,75/14,56	40,5	46,1	98,8	253,1	19.12.18г	27,6	33,2	67,3	172,5	20.06.18г	0	0,00	0	8,76	9,4	4	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
80.	ПС 110 кВ Юго-Восточная	110/6	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	14,1	14,1	70,5	141,0	21.12.16г	9,2	9,2	46,0	92,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
81.	ПС 110 кВ Южно-Сухокумск	110/35/6	2х10	20	11,5/11,5	9,1/9,1	9,6	9,6	48,0	96,0	21.12.16г	6,1	6,1	30,5	61,0	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
82.	ПС 110 кВ Ярыксу	110/35/10	2х25	50	31,25/31,25	28,75/28,75	52,7	53,1	105,4	210,8	21.12.16г	38,7	39,1	77,4	154,8	20.06.18г	0	0,00	0	0,67	0,72	1	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
83.	ПС 110 кВ Ирганай ГПП	110/35/10/6	2х16	32	18,4/18,4	14,56/14,56	37,3	37,3	116,6	233,1	21.12.16г	14,8	14,8	46,3	92,5	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
84.	ПС 110 кВ Головной узел	110/10	1х2,5	2,5	2,625	2,625	0,55	0,6	22	-	19.12.18г	0,4	0,4	16,0	-	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
85.	ПС 110 кВ Гоцатлинская	110/10	2х10	20	12,5/12,5	11,5/11,5	7,6	7,6	38,0	76,0	21.12.16г	2,9	2,9	14,5	29,0	15.06.16г	0	0,00	0	0	0	0	
ПАО «ФСК ЕЭС»																							
86.	ПС 330 кВ Дербент	110/6	2х16	32	18,4/18,4	14,56/14,56	18,6	18,7	58	116,2	19.12.18г	11,4	11,5	35,6	71,2	15.06.16г	0,18	0,19	29	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
87.	ПС 330 кВ Махачкала	110/10	1х10	10	11,5	9,1	1,25	1,3	12,5	-	19.12.18г	0,7	0,7	7,0	-	20.06.18г	0	0	0	0	0	0	
88.	ПС 110 кВ Белиджи	110/35/10	2х16	32	18,4/18,4	14,56/14,56	15,8	16,5	49,3	98,8	21.12.16г	9,9	10,6	30,9	61,9	21.06.17г	1,04	1,12	119	0	0	0	
ООО Нурэнергосервис																							
89.	Каспийская ТЭЦ	110/6	2х25	50	28,75/28,75	22,75/22,75	15,3	15,3	30,6	61,2	21.12.16г	11,2	11,2	22,4	44,8	20.06.18г	0	0	0	0	0	0	
Потребительские ПС																							
90.	ПС 110 кВ Миарсо	110/35/10	2х16	32	20/20	18,4/18,4	23,8	23,8	74.4	148.8	21.12.16г	8,6	8,6	26,9	53,8	15.06.16г	0	0	0	0	0	0	Возможность перевода нагрузки на другие ЦП отсутствует
91.	ПС 110 кВ Речная	110/10	1х10	10	12,5	11,5	0	0,0	0	0	19.12.18г	0	0,0	0,0	-	20.06.18г	0	0,00	0	0	0	0	
92.	ПС 110 кВ Новый Ирганай	110/10	2х6,3	12,6	7,875/7,875	7,245/7,245	5,12	5,1	40,6	81,3	21.12.16г	0,8	0,8	6,3	12,7	21.06.17г	0	0,00	0	0	0	0	
93.	ПС 110 кВ Оружба	110/10	2х6,3	12,6	7,245/7,245	5,733/5,733	0,29	0,9	2,3	4,6	19.12.18г	0,7	1,3	5,6	11,1	20.06.18г	0	0,00	0	0,99	1,066	1	
94.	ПС 110 кВ Уйташ-1	110/10	2х6,3	12,6	7,875/7,875	7,245/7,245	0	0	0	0	19.12.18г	0	0	0	0	20.06.18г	0	0	0	0	0	0	
95.	ПС 110 кВ Уйташ-2	110/6	2х6,3	12,6	7,875/7,875	7,245/7,245	0	0	0	0	19.12.18г	0	0	0	0	20.06.18г	0	0	0	0	0	0	

Примечания:

1. Желтой заливкой выделены центры питания с перегрузом трансформаторов относительно ДДТН с учетом технологического присоединения и коэффициента совмещения максимума в нормальном режиме или режиме n-1.
2. Загрузка трансформаторов в % указана без учета присоединяемой нагрузки по ТП.
3. * Величина присоединяемой мощности указана без учета ранее присоединенной.

Формирование предложений по увеличению трансформаторной мощности центров питания 110-330 кВ в оптимистичном варианте развития.

ПС 110 кВ Акташ

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 и 16 МВА (Т-1 25 МВА находится в эксплуатации с 2012 года, а Т-2 16 МВА – с 1989 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 12 и 35 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 45,9 МВА, или 286,9 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 30,7 МВА, или 191,9 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 125%, а Т-2 – 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 – до 150% (таблица 3) от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре – 0°С, Т-2 – до 130% (таблица 6) от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С. В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 25,1 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Акташ с заменой существующих трансформаторов 25 и 16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

Таблица 10.2.1 Анализ загрузки ПС 110 кВ Акташ с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х25 и 1х16	45,9	286,9	2,39	2,57	1,43	1,54	47,44	296,5	0	296,5	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Акташ, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 18 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 2,39 МВт (2,57 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 1,54 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Акташ с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 1,54 МВА и составит 47,44 МВА, или 296,5 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 16 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 16 и 25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 16 и 25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Акуша

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 и 16 МВА (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 2002 года, а Т-2 16 МВА – с 2013 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 22 и 11 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 17,8 МВА, или 178 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 9,4 МВА, или 94 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу

принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125%, от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка до 200% от номинальной мощности в течение 1 минуты при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 5,3 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Акуша с заменой существуюего трансформаторов 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

Таблица 10.2.2 Анализ загрузки ПС 110 кВ Акуша с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х10 и 1х16	17,8	178	0,06	0,06	0,04	0,04	17,84	178,4	0	178,4	-	-	Отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Акуша, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 9 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,06 МВт (0,06 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,04 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Акуша с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,04 МВА и составит 17,84 МВА, или 178,4 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Александрия

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА каждый (Т-1 6,3 МВА находится в эксплуатации с 1979 года, Т-2 6,3 МВА – с 1979 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 45 лет лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 8,9 МВА, или 141,3 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 3,4 МВА, или 54 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115%, от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка – до 150% от номинальной мощности в течение 1 часа при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 1,7 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Александрия с заменой существующих трансформаторов 6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 10 МВА каждый.

Таблица 10.2.3 Анализ загрузки ПС 110 кВ Александрия с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	2х6,3	8,9	141,3	0,09	0,1	0,05	0,06	9	142,8	0	142,8	-	-	Отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Александрия, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 14 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,09 МВт (0,1 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,06 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Александрия с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,06 МВА и составит 9 МВА, или 142,8 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 6,3 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 10 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2х6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х10 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Анцух

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 10 МВА каждый (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 2006 года, Т-2 10 МВА – с 2006 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 18 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 31,6 МВА, или 316 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 9,4 МВА, или 94 % от номинальной мощности в

схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125%, от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка до 150% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 16,6 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Анцух с заменой существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 25 МВА каждый.

Таблица 10.2.4 Анализ загрузки ПС 110 кВ Анцух с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2x10	31,6	316	0	0	0	0	31,6	316	0	316	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Анцух не планируется подключение новых потребителей.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 25 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2x10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2x25 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Араблинка

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью по 2,5 МВА каждый (Т-1 2,5 МВА находится в эксплуатации с 1983 года, Т-2 2,5 МВА – с 1985 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 41 год и 39 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 2,8 МВА, или 112 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 2,5 МВА, или 100 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании ПТЭ допустимая длительная и аварийная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 105% от номинальной мощности. В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (105%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 0,18 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Араблинка с заменой существующих трансформаторов 2,5 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 4 МВА каждый.

Таблица 10.2.5 Анализ загрузки ПС 110 кВ Араблинка с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/10	2х2,5	2,8	112,0	0	0	0	0	2,8	112,0	0	112	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Араблинка не планируется подключение новых потребителей.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 2,5 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 4 МВА каждый не предусмотрено в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2х2,5 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х4 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Ахты

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 10 МВА каждый (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 1997 года, Т-2 10 МВА – с 1997 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 27 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 19,7 МВА, или 197 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 15 июня 2016 г. и составляет 6,4 МВА, или 64 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка – до 150% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 4,7 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Ахты с заменой существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 16 МВА каждый.

Таблица 10.2.6. Анализ загрузки ПС 110 кВ Ахты с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2x10	19,7	197	0,07	0,8	0,04	0,05	19,8	198	0	198	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Ахты, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 16 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,07 МВт (0,08 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,05 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Ахты с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,05 МВА и составит 19,8 МВА, или 198 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 16 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2x10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2x16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Бабаюрт

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 и 16 МВА (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 1979 года, а Т-2 16 МВА – с 1998 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 45 и 26 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 17,9 МВА или 179 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 11,8 МВА или 118 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу

принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данных контрольных измерений в режимный день возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 115%, а Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 составляет до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 6,4 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Бабаюрт с заменой существуюего трансформаторов 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

Таблица 10.2.7 Анализ загрузки ПС 110 кВ Бабаюрт с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х10 и 1х16	17,9	179	0,08	0,09	0,05	0,06	18	180	0	180	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Бабаюрт, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 14 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,08 МВт (0,09 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,06 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Бабаюрт с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,06 МВА и составит 18 МВА, или 180 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Ботлих

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 и 16 МВА (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 1995 года, а Т-2 16 МВА – с 2012 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 29 и 12 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 29,3 МВА, или 293 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 15 июня 2016 г. и составляет 9,3 МВА, или 93 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, имеется возможность перевода нагрузки 2,2 МВА на ПС 110 кВ Миарсо. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка составляет до 200% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (125%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 7,1 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Ботлих с заменой существующих трансформаторов 10 и 16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

Таблица 10.2.8 Анализ загрузки ПС 110 кВ Ботлих с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	1х10 и 1х16	29,3	293	0,15	0,16	0,09	0,1	29,4	294	2,2	272	2,2 МВА на ПС 110 В Миарсо	-	

К ПС 110 кВ Ботлих, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 2 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,15 МВт (0,16 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,1 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Ботлих с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,1 МВА и составит 29,4 МВА, или 294 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 10 и 16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х25 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 10 и 16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х25 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Буйнакск-1

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый (Т-1 и Т-2 25 МВА находятся в эксплуатации с 2008 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 16 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 55,4 МВА, или 221,6 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 15 июня 2016 г. и составляет 28,5 МВА, или 114 % от номинальной мощности в схеме n-1.

Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, имеется возможность перевода нагрузки 2,2 МВА на ПС 110 кВ Буйнакск-2. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка составляет до 150% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (125%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 17,9 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Буйнакск-1 с заменой существующих трансформаторов 25 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 40 МВА каждый.

Таблица 10.2.9 Анализ загрузки ПС 110 кВ Буйнакск-1 с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х25	55,4	221,6	0	0	0	0	55,4	221,6	2,2	212,8	2,2 МВА на ПС 110 кВ Буйгакса-2	-	

К ПС 110 кВ Буйнакск-1 подключение новых потребителей не планируется.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 2х25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х40 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2х25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х40 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ ГПП

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 31,5 и 40 МВА (Т-1 31,5 МВА находится в эксплуатации с 1971 года, а Т-2 40 МВА – с 2014 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 53 года и 10 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 43,3 МВА, или 137,5 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 28,8 МВА, или 91,4 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 115%, а Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 составляет до 150% от номинальной мощности в течение 10 минут при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 7,1 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ ГПП с заменой существуюего трансформаторов 31,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 40 МВА.

Таблица 10.2.10 Анализ загрузки ПС 110 кВ ГПП с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/6	1х31, 5 и 1х40	43,3	137,5	4,27	4,59	2,56	2,754	46,1	146,4	0	146,4	-	-	отсутству-ет возмож-ность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ ГПП, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 48 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 2,27 МВт (2,44 МВА), и 1 потребитель с заявленной мощностью 670 кВ и более суммарной мощностью 2 МВт (2,15 МВА) (многоквартирный жилой дом ЖСК «Семейный» г. Махачкала, р-н Вузовского озера с к/н 05:40:000033:1269, год подключения – 2019 год), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 2,754 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ ГПП с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 2,754 МВА и составит 46,1 МВА, или 146,4 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 31,5 МВА.

Мероприятия по замене существующего трансформатора 31,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 40 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 31,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 40 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Гуниб

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 10 МВА каждый (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 2005 года, Т-2 10 МВА – с 2005 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 19 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 21,4 МВА, или 214 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 4,6 МВА, или 46 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка – до 150% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 6,4 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Гуниб с заменой существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 16 МВА каждый.

Таблица 10.2.11 Анализ загрузки ПС 110 кВ Гуниб с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х10	21,4	214	0,02	0,02	0,01	0,01	21,41	214,1	0	214,1	-	-	Отсутству-ет возмож-ность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Гуниб, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 1 потребителя с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,02 МВт (0,02 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,01 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Гуниб с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,01 МВА и составит 21,41 МВА, или 214,1 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 16 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2х10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Дербент Западная

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 6,3 и 10 МВА (Т-1 6,3 МВА находится в эксплуатации с 2002 года, а Т-2 10 МВА – с 2010 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 22 и 14 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 11,2 МВА, или 177,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 6,7 МВА, или 106,3 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу

принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125%, от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 – до 200% от номинальной мощности в течение 1 минуты при температуре 0°С (таблица 2). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (125%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 3,4 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Дербент Западная с заменой существуюего трансформаторов 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА.

Таблица 10.2.12 Анализ загрузки ПС 110 кВ Дербент Западная с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/6	1х6,3 и 1х10	11,2	177,8	2	2,15	1,2	1,29	12,5	198,4	0	177,8	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Дербент Западная, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 1 потребителя с заявленной мощностью 670 кВ и более суммарной мощностью 2 МВт (2,15 МВА) (очистные сооружения МБУ «ДЕЗЗ» ГО «город Дербент», г. Дербент кадастровый № 05:42:000045:49, год подключения – 2019) что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 1,29 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Дербент Западная с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 1,29 МВА и составит 12,5 МВА, или 198,4 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 6,3 МВА.

Мероприятия по замене существующего трансформатора 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Дербент Северная

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 22 и 10 МВА (Т-1 22 МВА находится в эксплуатации с 1972 года, а Т-2 10 МВА – с 1970 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 52 и 54 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 20,2 МВА, или 202,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 12,1 МВА, или 121 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка – до 130% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 5,2 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки, в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Дербент Северная с заменой существуюего трансформаторов 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

Таблица 10.2.13 Анализ загрузки ПС 110 кВ Дербент Северная с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/6	1х22 и 1х10	20,2	202	0	0	0	0	20,2	202	0	202	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Дербент Северная присоединение новых потребителей не планируется.

Мероприятия по замене существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Дылым

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 10 МВА каждый (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 1991 года, Т-2 10 МВА – с 1987 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 33 и 37 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 13,9 МВА, или 138 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 10,6 МВА, или 106 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности

(таблица 1), а аварийная перегрузка – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 2,3 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Дылым с заменой существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 16 МВА каждый.

Таблица 10.2.14 Анализ загрузки ПС 110 кВ Дылым с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	2х10	13,8	138	0,08	0,09	0,05	0,05	13,9	139	0	139	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Дылым, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 8 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,08 МВт (0,09 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,05 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Дылым с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,05 МВА и составит 13,9 МВА, или 139 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 16 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2х10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ ЗТМ

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 и 16 МВА (Т-1 25 МВА находится в эксплуатации с 2004 года, а Т-2 16 МВА – с 1989 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 20 и 35 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 20,7 МВА или 129,4 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла – 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 12 МВА, или 75 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 125%, а Т-2 – 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 130% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 6).

Так как существующий перегруз 129,4 % позволяет работать до 2 часов, замена трансформатора 16 МВА не требуется.

Таблица 10.2.15 Анализ загрузки ПС 110 кВ ЗТМ с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/6	1х25 и 1х16	20,7	129,4	0,5	0,54	0,3	0,32	21	131,2	0	131,2	-	-	Отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ ЗТМ, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 2 потребителей с заявленной мощностью 670 кВт и выше суммарной мощностью 0,5 МВт (0,54 МВА) (многоквартирный жилой дом – МКР «Кемпинг», г. Каспийск, год подключения – 2019, заявленная мощность

2х0,25 МВА, ДТП №№651/38 и 652/38), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,32 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ ЗТМ с учетом реализации действующих ДТП указанных потребителей увеличится на 0,32 МВА и составит 21 МВА, или ≈130 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 16 МВА.

Замена существующего трансформатора 16 МВА не требуется.

ПС 110 кВ ЗФС

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 и 31,5 МВА (Т-1 40 МВА находится в эксплуатации с 1989 года, Т-2 31,5 МВА – с 1967 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 35 и 57 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 декабря 2017 г. в объеме 45,4 МВА, или 144,1 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день зимнего контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018г. и составляет 39,5 МВА, или 125,4 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день летнего контрольного замера составляла 30°С. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная нагрузка Т-1 и Т-2 составляет 91% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка – до 100% от номинальной мощности в течение 24 часов при температуре 30°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 8 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ ЗФС с заменой существующих трансформаторов 40 и 31,5 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 40 МВА каждый.

Таблица 10.2.16 Анализ загрузки ПС 110 кВ ЗФС с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/6	1х40 1х31,5	39,5	125,4	0,07	0,08	0,04	0,05	39,6	125,7	0	125,7	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ ЗФС, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 8 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,07 МВт (0,08 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,05 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ ЗФС с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,05 МВА и составит 39,6 МВА, или 125,7 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 31,5 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 31,5 и 40 МВА на силовые трансформаторы мощностью по 40 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 40 и 31,5 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х40 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Кайтаг

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 и 6,3 МВА, (Т-1 16 МВА находится в эксплуатации с 1986 года, а Т-2 6,3 МВА – с 1972 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 38 и 52 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 15,5 МВА, или 246 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 10,2 МВА, или

161,9 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 1 минуты при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 8,3 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Кайтаг с заменой существующего трансформатора 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

Таблица 10.2.17 Анализ загрузки ПС 110 кВ Кайтаг с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х16 и 1х6,3	15,5	246	0,05	0,05	0,3	0,3	15,6	247,6	0	247,6	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Кайтаг, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 10 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,05 МВт (0,05 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,03 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Кайтаг с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,03 МВА и составит 15,6 МВА, или 247,6 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 6,3 МВА.

Мероприятие по замене существующего трансформатора 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА не предусмотрено в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Карадах

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 и 2,5 МВА (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 2012 года, а Т-2 2,5 МВА – с 1980 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 12 лет и 44 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 8,2 МВА, или 328 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 2,1 МВА, или 84 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 125% (таблица 1), Т-2 составляет 105% (ПТЭ) от номинальной мощности, а аварийная перегрузка Т-2 – до 105% от номинальной мощности без ограничения по времени при 0°С (ПТЭ). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (105%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 5,7 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Карадах с заменой существующего трансформатора 2,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА.

Таблица 10.2.18 Анализ загрузки ПС 110 кВ Карадах с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/10	1х10 и 1х2,5	8,2	328	0	0	0	0	8,2	328	0	328	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Карадах подключение новых потребителей не планируется.

Мероприятие по замене существующего трансформатора 2,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА не предусмотрено в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 2,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Касумкент

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 6,3 МВА каждый (Т-1 6,3 МВА находится в эксплуатации с 1981 года, а Т-2 6,3 МВА – с 1966 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 43 и 58 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 декабря 2017 г. в объеме 10 МВА, или 158,7 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 8 МВА, или 127 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2017 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, имеется возможность перевода части нагрузки до 4.9 МВА на ПС 110 кВ Белиджи. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности

(таблица 1), а аварийная перегрузка – до 170% от номинальной мощности в течение 1 минуты при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) до перевода нагрузки необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 2,2 МВА.

Таблица 10.2.19 Анализ загрузки ПС 110 кВ Касумкент с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х6,3	10	158,7	0,47	0,51	0,28	0,3	10,3	163,49	4,5	92	4,9 МВА на ПС 110 кВ Белиджи	60	

К ПС 110 кВ Касумкент, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 47 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,47 МВт (0,51 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,3 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Касумкент с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,3 МВА и составит 10,3 МВА, или 163,49 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 6,3 МВА.

С учетом перевода нагрузки 4,9 МВА на ПС 110 кВ Белиджи перегруз в режиме n-1 ликвидируется полностью. Замена трансформаторов не требуется.

ПС 110 кВ Каякент

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 и 6,3 МВА (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 1982 года, а Т-2 6,3 МВА – с 1985 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 42 и 39 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 12,9 МВА или 204,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 6,8 МВА, или

107,9 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 – до 130% от номинальной мощности в течение 2 часов (таблица 6), Т-2 – до 140% от номинальной мощности в течение 8 часов при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 4 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Каякент с заменой существующего трансформатора Т-2 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА.

Таблица 10.2.20 Анализ загрузки ПС 110 кВ Каякент с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/10	1х10 и 1х6,3	12,9	204,8	0,05	0,05	0,03	0,03	13	206,3	0	206,3	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Каякент согласно заявкам на техприсоединение планируется присоединение 10 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,05 МВт (0,05 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,03 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Каякент с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,03 МВА и составит 13 МВА, или 206,3 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 6,3 МВА.

Мероприятие по замене существующего трансформатора 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА не предусмотрено в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 (6,3 МВА) на силовой трансформатор мощностью 10 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Кизляр-1

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый (Т-1 16 МВА находится в эксплуатации с 2006 года, а Т-2 16 МВА – с 1985 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 18 и 39 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 21 МВА, или 131,3 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 16,8 МВА, или 105 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 125%, а Т-2 – 115 % от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 – до 150 % от номинальной мощности в течение 2 часов (таблица 3), а Т-2 – до 130 % от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора Т-2 (130%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 0,2 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Кизляр-1 с заменой существующего трансформатора Т-2 16 МВА (1985 года выпуска) на силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

Таблица 10.2.21 Анализ загрузки ПС 110 кВ Кизляр-1 с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2x16	21	131,3	0,24	0,26	0,14	0,15	21,2	132,5	0	132,5	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Кизляр-1, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 14 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,24 МВт (0,26 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,15 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Кизляр-1 с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,15 МВА и составит 21,2 МВА, или 132,5 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 16 МВА.

Мероприятие по замене существующего трансформатора Т-2 16 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА не предусмотрено в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 16 МВА (1985 года выпуска) на силовой трансформатор мощностью 16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Кизляр-2

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 и 10 МВА (Т-1 16 МВА находится в эксплуатации с 2006 года, а Т-2 10 МВА – с 1980 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 18 лет и 44 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 24,3 МВА, или 243,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за

предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 14,5 МВА, или 145 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, имеется возможность перевода части нагрузки до 8 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составлет 125%, а Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 1 минуты при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 12,8 МВА до перевода нагрузки.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Кизляр-2 с заменой существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

Таблица 10.2.22 Анализ загрузки ПС 110 кВ Кизляр-2 с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	1х16 и 1х10	24,3	243	0,67	0,72	0,4	0,43	24,7	247	8	132,5	8 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1	60	

К ПС 110 кВ Кизляр-2, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 1 потребителя с заявленной мощностью 670 кВ и более суммарной мощностью 0,67 МВт (0,72 МВА) (комплекс многоквартирных жилых домов ПЖСК «Черемушки», г. Кизляр, в зоне МКЖД-Ж-3, год подключения – 2019) что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,43 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Кизляр-2 с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,43 МВА и составит 24,7 МВА, или 247 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятие по замене существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА не предусмотрено в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Компас

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА (Т-1 16 МВА находится в эксплуатации с 1983 года, а Т-2 16 МВА – с 1981 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 41 и 43 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 29,5 МВА, или 184,4 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 20,0 МВА, или 125,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 10 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года№ 81 от 8 февраля 2019 года допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 и Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 11 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Компас с заменой существующих трансформаторов 16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

Таблица 10.2.23 Анализ загрузки ПС 110 кВ Компас с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/10	2х16	29,5	184,4	0	0,00	0,00	0,00	29,50	184,4	0	184,4	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10 кВ

В связи с отсутствием заявок на техприсоединение к ПС 110 кВ Компас присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Леваши

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью по 10 МВА каждый (Т-1 находится в эксплуатации с 2007 года, а Т-2 – с 2010 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 17 и 14 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 18 МВА, или 180,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 15 июня 2016 г. и составляет 12,5 МВА, или 125,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 10 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 200% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в

работе трансформатора (125%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 5,5 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Леваши с заменой существующих трансформаторов 2*10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.*

Таблица 10.2.24 Анализ загрузки ПС 110 кВ Леваши с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/10	2x10	18	180,0	0,3	0,32	0,18	0,19	18,19	181,9	0	181,9	-	-	Отсутствует возможность по режиму сети 10 кВ

К ПС 110 кВ Леваши, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 70 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,3 МВт (0,32 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,19 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Леваши с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,19 МВА и составит 18,19 МВА, или 181,9 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 2*10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (125%) в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Магарамкент

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью 5,6 и 6,3 МВА, (Т-1 5,6 МВА находится в эксплуатации с 1968 года, а Т-2 6,3 МВА – с 1989 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 56 и 35 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в

период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 8,9 МВА, или 158,9 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 5,5 МВА, или 98,2 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 10 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 1,9 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Магарамкент с заменой существующих трансформаторов 5,6 и 6,3 *МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый.*

Таблица 10.2.25 Анализ загрузки ПС 110 кВ Магарамкент с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х25 и 1х16	8,9	158,9	0,15	0,16	0,09	0,10	9,00	160,7	0	160,7	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10 кВ

К ПС 110 кВ Магарамкент, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 32 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,15 МВт (0,16 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,1 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Магарамкент с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,1 МВА и составит 9 МВА, или 160,7 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 16 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 5,6 и 6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 5,6 и 6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Мамедкала

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 и 6,3 МВА (Т-1 16 МВА находится в эксплуатации с 1987 года, а Т-2 6,3 МВА – с 1973 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 37 лет и 51 год соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 18,1 МВА, или 287,3 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляла 12,6 МВА, или 200 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, имеется возможность перевода 5,3 МВА на ПС 110 кВ Белиджи. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 140% от номинальной мощности в течение 8 часов при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора необходимо перевести 5,3 МВт по сети 35 кВ на ПС 110 кВ Белиджи и отключить нагрузку потребителей в объеме 4 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Мамедкала с заменой существующего трансформатораТ-2 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА.

Таблица 10.2.26 Анализ загрузки ПС 110 кВ Мамедкала с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х16 и 1х6,3	18,1	287,3	0	0,00	0,00	0,00	18,10	287,3	5,3	203,2	-	-	

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Мамедкала присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 10 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Махачкала-110

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2*25 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 1988 года, а Т-2 – с 2008 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 36 и 16 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 47,2 МВА, или 188,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 29,7 МВА, или 118,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 115%, а Т-2 – 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре – 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки

оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 15,5 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Махачкала-110 с заменой существующих трансформаторов 2х25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

Таблица 10.2.27 Анализ загрузки ПС 110 кВ Махачкала-110 с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х25	47,2	188,8	2,24	2,41	1,34	1,45	48,65	194,6	0	194,6	-	-	Отсутству-ет возмож-ность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Махачкала-110, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 1 потребителя с заявленной мощностью 670 кВ и более суммарной мощностью 2,24 МВт (2,41 МВА) (ПС СРЗ 35/6 кВ (сухогрузная гавань), ООО «Нурэнергосервис», г. Махачкала, МКР Махачкала-1, район нефтегавани Судоремзавода, год подключения – 2019), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 1,45 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Махачкала-110 с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 1,45 МВА и составит 48,65 МВА, или 194,6 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 25 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 2х25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 2х40 МВА не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2х25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Новая

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 2*40 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 1977 года, а Т-2 с 1978 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 47 и 46 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 57,3 МВА, или 143,3 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 33,1 МВА, или 82,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 11,3 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Новая с заменой существующих трансформаторов 2*40 МВА на силовые трансформаторы мощностью 63 МВА каждый.*

Таблица 10.2.28Анализ загрузки ПС 110 кВ Новая с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х40	57,3	143,3	7,36	7,92	4,42	4,75	62,1	155,1	0	155,1	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 6-35 кВ

К ПС 110 кВ Новая, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 39 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 2,26 МВт (2,43 МВА), и 6 потребителя 670 кВт и более суммарной мощностью 5,1 МВт (5,49 МВА) (здание «Экспо-центра»,

ООО «Инновационно-технологический центр «Горные ресурсы», г. Махачкала, угол улиц Ирчи Казака и М.Ярагского, год подключения – 2019, заявленная мощность – 2,2 МВт; многоквартирный жилой дом – ЖСК «МИРРА» г. Махачкала, ул. Венгерских бойцов, №1, год подключения – 2019, заявленная мощность – 3х0,67 МВт; здание ООО «БКК», год подключения – 2019, заявленная мощность – 0,31 МВт; ЖСК «Золотые ключи», год подключения – 2019, заявленная мощность 0,576 МВт, ДТП №176/38), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 4,75 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Новая с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 4,75 МВА и составит 62,1 МВА, или 155,1 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 40 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 2*40 МВА на силовые трансформаторы мощностью 63 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*40 МВА на силовые трансформаторы мощностью 63 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Огни

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 и 5,6 МВА (Т-1 10 МВА находится в эксплуатации с 1976 года, а Т-2 5,6 МВА – с 1959 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 48 и 65 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 13,9 МВА, или 248,2 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 15 июня 2016 г. и составляет 9,1 МВА, или 162,5 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 – до 130% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 6), Т-2 – до 140% от номинальной мощности в течение 8 часов при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (140%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 6 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Огни с заменой существующих трансформаторов 10 и 5,6 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый.

Таблица 10.2.29 Анализ загрузки ПС 110 кВ Огни с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х10 и 1х5,6	13,9	248,2	0	0,00	0,00	0,00	13,90	248,2	0	248,2	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 6-35 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Огни присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 10 и 5,6 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Очистные сооружения

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 и 10 МВА (Т-1 25 МВА находится в эксплуатации с 1989 года, а Т-2 10 МВА – с 1980 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 35 лет и 44 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 11,2 МВА, или 112 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла – 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 8,6 МВА, или 86 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на

ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 и Т-2 – до 120% от номинальной мощности в течение 24 часов при температуре 0°С (таблица 6).

Таблица 10.2.30 Анализ загрузки ПС 110 кВ Очистные сооружения с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/6	1х25 и 1х10	11,2	112	1	1,08	0,6	0,65	11,8	118	0	118	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Очистные сооружения, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 1 потребителя с заявленной мощностью 670 кВт и более суммарной мощностью 1 МВт (1,08 МВА) (ЭПУ мембранной установки подготовки природного газа, АО «Дагнефтегаз», Карабудахкентский р-н, кадастровый № 05:09:000048:0001, год подключения – 2019), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,65 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Очистные сооружения с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,65 МВА и составит 11,8 МВА, или 118 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Замены трансформаторов не требуется, так как перегруз трансформатора 10 МВА в режиме n-1 не превышает величины разрешенной на 24 часа.

ПС 110 кВ Приморская

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 2х16 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 2008 года, а Т-2 – с 2012 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 16 и 12 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 26,6 МВА, или 166,3 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего

воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 16 МВА, или 100,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 5 минут при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (125%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 6,6 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Приморская с заменой существующих трансформаторов 2х16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

Таблица 10.2.31 Анализ загрузки ПС 110 кВ Приморская с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х16	26,6	166,3	0	0,00	0,00	0,00	26,60	166,3	0	166,3	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 6-35 кВ

В связи с отсутствием заявок на техприсоединение к ПС 110 кВ Приморская присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Рассвет

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 и 10 МВА (Т-1 16 МВА находится в эксплуатации с 2006 года, а Т-2 10 МВА – с 1989 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 18 и 35 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 16,7 МВА, или 167 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 12,5 МВА, или 125 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 125%, а Т-2 – 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 4,2 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Рассвет с заменой существующего трансформатора Т-2 10МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

Таблица 10.2.32 Анализ загрузки ПС 110 кВ Рассвет с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х25 и 1х16	16,7	167,0	0,2	0,22	0,12	0,13	16,83	168,3	0	168,3	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Рассвет, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 9 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,2 МВт (0,22 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,13 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Рассвет с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,13 МВА и составит 16,83 МВА, или 168,3 % в схеме n-1 от номинальной мощности, оставшегося в работе трансформатора 10 МВА.

Мероприятия по замене существующего трансформатора Т-2 10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 10 МВА на силовой трансформатор мощностью 16 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Сергокала

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 и 6,3 МВА (Т-1 16 МВА находится в эксплуатации с 2015 года, а Т-2 6,3 МВА – с 1990 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 9 лет и 34 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 декабря 2017 г. в объеме 8,3 МВА, или 131,7 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 6,6 МВА, или 104,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2017 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 125%, а Т-2 – 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 130% от номинальной мощности в течение 24 часов при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (130%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 0,11 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Сергокала с заменой существующего трансформатора Т-2 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА.

Таблица 10.2.33 Анализ загрузки ПС 110 кВ Сергокала с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х16 и 1х6,3	8,3	131,7	0	0,00	0,00	0,00	8,30	131,7	0	131,7	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Сергокала присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 6,3 МВА на силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (130%) в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Тагиркент

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью 6,3 и 2,5 МВА (Т-1 6,3 МВА находится в эксплуатации с 1980 года, а Т-2 2,5 МВА – с 1992 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 44 и 32 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 4,4 МВА, или 176,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 3,3 МВА, или 132,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 10 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 115% (таблица 1), а Т-2 – 105% (ПТЭ) от номинальной мощности, а аварийная перегрузка Т-1 – до 140% от номинальной мощности в течение 8 часов при температуре 0°С (таблица 5), а Т-2 – 105% без ограничения по времени

(ПТЭ). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (105%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 1,8 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Тагиркент с заменой существующего трансформаторра Т-2 2,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА.

Таблица 10.2.34 Анализ загрузки ПС 110 кВ Тагиркент с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/10	1х6,3 и 1х2,5	4,4	176,0	0	0,00	0,00	0,00	4,40	176,0	0	176,0	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Тагиркент присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 2,5 МВА на силовой трансформатор мощностью 6,3 МВА для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Тарумовка

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2*6,3 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 1987 года, а Т-2 – с 1978 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 37 и 46 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 декабря 2017 г. в объеме 8,2 МВА, или 130,2 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 6,1 МВА, или 96,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2017 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, имеется возможность перевода 0,53 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 и Т-2 – до 130% от номинальной мощности в течение 24 часов при температуре 0°С (таблица 5). После перевода 0,53 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1 перегруз оставшегося в работе трансформатора составит 121,7 % свыше длительно допустимой токовой загрузки. С данным перегрузом допускается работать до 24 часов, соответственно замена трансформаторов не требуется.

Таблица 10.2.35 Анализ загрузки ПС 110 кВ Тарумовка с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	1х25 и 1х16	8,2	130,2	0	0,00	0,00	0,00	8,20	130,2	0,53	121,7	-	-	имеется возможность перевода нагрузки 0,53 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1

В связи с отсутствием заявок на техприсоединение к ПС 110 кВ Тарумовка присоединение новых потребителей не планируется.

Замена существующих трансформаторов 2*6,3 МВА не требуется, так как с учетом перевода 0,53 МВА на ПС 110 кВ Кизляр-1 перегруз оставшегося в работе трансформатора составит 121,7 % свыше длительно допустимой токовой загрузки, а с данным перегрузом допускается работать до 24 часов.

ПС 110 кВ Тлох

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2х10 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 2014 года, а Т-2 – с 2014 года, срок эксплуатации к 2024 году составит по 10 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 15,3 МВА, или 153,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего

максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 3,5 МВА, или 35,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 160% от номинальной мощности в течение 10 минут при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (125%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 2,8 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Тлох с заменой существующих трансформаторов 2*10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.*

Таблица 10.2.36Анализ загрузки ПС 110 кВ Тлох с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	2х10	15,3	153,0	0	0,00	0,00	0,00	15,30	153,0	0	153,0	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

В связи с отсутствием заявок на техприсоединение к ПС 110 кВ Тлох присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Терекли-Мектеб

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2*6,3 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 1974 года, а Т-2 – с 2004 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 50 и 20 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 10,3 МВА, или 163,5 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 4,9 МВА, или 77,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 115%, а Т-2 – 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 5). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 3 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Терекли-Мектеб с заменой существующих трансформаторов 2*6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый.*

Таблица 10.2.37Анализ загрузки ПС 110 кВ Терекли-Мектеб с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х6,3	10,3	163,5	0	0,00	0,00	0,00	10,30	163,5	0	163,5	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

В связи с отсутствием заявок на техприсоединение к ПС 110 кВ Терекли-Мектеб присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ ЦПП

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 2*25 МВА (Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации с 1983 года, срок эксплуатации к 2024 году составит по 41 году). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 32,4 МВА, или 129,6 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 20,7 МВА, или 82,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 10 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 150% от номинальной мощности в течение 10 минут при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 3,6 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ ЦПП с заменой существующих трансформаторов 2*25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.*

Таблица 10.2.38 Анализ загрузки ПС 110 кВ ЦПП с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/10/6	2х25	32,4	129,6	7,55	8,13	4,53	4,88	37,3	149,2	0	149,2	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-6 кВ

К ПС 110 кВ ЦПП, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 40 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,35 МВт (0,38 МВА) и 3 потребителей с заявленной мощностью 670 кВт и более суммарной мощностью 7,2 МВт (7,75 МВА) (торговый центр (ИП Джапарова Раисат Александровна, 368000, г. Махачкала, просп. Гамидова, дом 49, год подключения – 2019, заявленная мощность – 1,6 МВт); здания и сооружения (музей) (Дагестанский некоммерческий фонд «Россия – моя история. Город Махачкала», г. Махачкала, просп. И. Шамиля, д. 31г, год подключения – 2019, заявленная мощность – 4 МВт); жилой микрорайон (ЖСК «Новый город» в лице председателя Галегова Юрия Николаевича, г. Махачкала, ул. Шелковая, 17а, год подключения – 2019, заявленная мощность – 1,6 МВт), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 4,88 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ ЦПП с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 4,88 МВА и составит 37,3 МВА, или 149,2 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 25 МВА.

Мероприятия по замене существующих трансформаторов 2*25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый не предусмотрены в рамках действующих договоров ТП.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Цудахар

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2*10 МВА (Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации с 2007 года, срок

эксплуатации к 2024 году составит по 17 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 19,8 МВА, или 198,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 9,4 МВА, или 94,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 200% от номинальной мощности в течение 1 минуты при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (125%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 7,3 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Цудахар с заменой существующих трансформаторов 2*10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.*

Таблица 10.2.39 Анализ загрузки ПС 110 кВ Цудахар с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2x10	19,8	198,0	0	0,00	0,00	0,00	19,80	198,0	0	198,0	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

В связи с отсутствием заявок на техприсоединение к ПС 110 кВ Цудахар присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*10 МВА на силовые трансформаторы мощностью 16 МВА каждый для ликвидации

перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Шамильское

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью 2*6,3 МВА (Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации с 2006 года, срок эксплуатации к 2024 году составит по 18 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 10,8 МВА, или 171,4 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 3,4 МВА, или 54 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 10 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 200% от номинальной мощности в течение 1 минуты при температуре 0°С (таблица 2). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (125%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 3 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Шамильское с заменой существующих трансформаторов 2*6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый.*

Таблица 10.2.40 Анализ загрузки ПС 110 кВ Шамильское с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/10	2х6,3	10,8	171,4	0	0,00	0,00	0,00	10,80	171,4	0	171,4	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10 кВ

В связи с отсутствием заявок на техприсоединение к ПС 110 кВ Шамильское присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*6,3 МВА на силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Шамхал

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 и 16 МВА (Т-1 25 МВА находится в эксплуатации с 2012 года, а Т-2 16 МВА – с 1980 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 12 лет и 44 года соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 40,5 МВА, или 253,1 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 27,6 МВА, или 172,5 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 составляет 125%, а Т-2 – 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 6). В целях

ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 22,1 МВА.

Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется перевод части нагрузки (до 22,1 МВт) с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная – Алмало.

Таблица 10.2.41 Анализ загрузки ПС 110 кВ Шамхал с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмаксту, %		%			
110/35/10	1х25 1х16	40,5	253,1	8,76	9,4	5,26	5,64	46,1	288,1	0	288,1	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Шамхал, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 4 потребителей с заявленной мощностью 670 кВт и более суммарной мощностью 8,76 МВт (9,4 МВА) (тепличный комплекс (ООО «ЮгАгроХолдинг», г. Махачкала, с. Шамхал-Термен, год подключения – 2019, заявленная мощность – 4,9 МВт); жилой комплекс «Мечта» (ООО «ЭКО-Строй», г. Махачкала, Северная промзона, р-н поста ГАИ, кадастровый № 05:40:000016:592, год подключения – 2019, заявленная мощность – 0,865 МВт); реконструкция хлораторной на территории Тарнаирских очистных сооружений (ГКУ РД «Дирекция единого государственного заказчика-застройщика», г. Махачкала, просп. Акушинского, р-н Цумадинского рынка, год подключения – 2019, заявленная мощность – 2 МВт); тепличный комплекс (ООО «Агро-Ас», Новолакский р-н, с. Новокули, год подключения – 2019, заявленная мощность – 1 МВт), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 5,64 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Шамхал с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 5,64 МВА и составит

46,1 МВА, или 288,1 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 16 МВА.

Для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме рекомендуется перевод части нагрузки (до 20 МВт, 21,5 МВА) с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная – Алмало.

Для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора с учетом технологического присоединения вышеуказанных потребителей в 2019 году рекомендуется замена трансформатора 16 МВА на трансформатор 25 МВА.

ПС 110 кВ Юго-Восточная

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/6 кВ мощностью 2*10 МВА (Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации с 2008 года, срок эксплуатации к 2024 году составит по 16 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 14,1 МВА, или 141,0 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 9,2 МВА, или 92 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 6 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 150% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 3).

Так как фактическая загрузка трансформатора 141 % в схеме n-1 не превышает аварийно допустимую величину, то замена трансформаторов не требуется.

Таблица 10.2.42 Анализ загрузки ПС 110 кВ Юго-Восточная с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/6	2х10	14,1	141,0	0	0,00	0,00	0,00	14,10	141,0	0	141,0	-	-	Отсутствует возможность по режиму сети 6 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Юго-Восточная присоединение новых потребителей не планируется.

Замена существующих трансформаторов 2*10 МВА не требуется.

ПС 110 кВ Ярыксу

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2*25 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 2006 года, а Т-2 – с 2010 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 18 и 14 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 52,7 МВА, или 210,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 20 июня 2018 г. и составляет 38,7 МВА, или 154,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 и Т-2 – до 150% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 3). В целях ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (150%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 15,2 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Ярыксу с заменой существующих трансформаторов 2*25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.*

Таблица 10.2.43 Анализ загрузки ПС 110 кВ Ярыксу с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х25	52,7	210,8	0,67	0,72	0,4	0,43	53,1	212,4	0	212,4	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 110 кВ Ярыксу, согласно заявкам на техприсоединение, планируется присоединение 1 потребителя с заявленной мощностью 670 кВт и более суммарной мощностью 0,67 МВт (0,72 МВА) (многоквартирный дом (ИП Ошитов Мурад Мовладинович, г. Хасавюрт, ул. Султанова, уч. № 200, год подключения – 2019), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,72 МВА.

Нагрузка ПС 110 кВ Ярыксу с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,72 МВА и составит 53,1 МВА, или 212,1 % в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 25 МВА.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*25 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора в существующем режиме электрической сети.

ПС 110 кВ Ирганай ГПП

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2*16 МВА (Т-1 и Т-2 находятся в эксплуатации с 1984 года, срок эксплуатации к 2024 году составит по 40 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 37,3 МВА, или 233,1 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера

составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 июня 2017 г. и составляет 14,8 МВА, или 92,5 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-2 – до 170% от номинальной мощности в течение 20 секунд при температуре 0°С (таблица 6). В целях ликвидации перегрузки свыше длительно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) необходимо отключение нагрузки потребителей в объеме 19 МВА.

*Для недопущения отключения нагрузки в случае перегрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме n-1 рекомендуется техперевооружение ПС 110 кВ Ирганай ГПП с заменой существующих трансформаторов 2*16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.*

Таблица 10.2.44 Анализ загрузки ПС 110 кВ Ирганай ГПП с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	P, МВт	S, МВА	P, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2x16	37,3	233,1	0	0,00	0,00	0,00	37,30	233,1	0	233,1	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

В связи с отсутствием заявок на техприсоединение к ПС 110 кВ Ирганай ГПП присоединение новых потребителей не планируется.

Рекомендуется замена существующих трансформаторов 2*16 МВА на силовые трансформаторы мощностью 40 МВА каждый для ликвидации перегрузки свыше аварийно допустимой токовой загрузки оставшегося в работе трансформатора (115%) в существующем режиме электрической сети.

ПС 330 кВ Дербент

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ мощностью 2*16 МВА (Т-1 находится в эксплуатации с 1972 года, а Т-2 – с 1974 года, срок эксплуатации к 2024 году составит 52 года и 50 лет соответственно). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 19 декабря 2018 г. в объеме 18,6 МВА, или 116,2 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 15 июня 2016 г. и составляет 11,4 МВА, или 71,2 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2018 года.

Согласно анализу топологии сети 6 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 115% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 и Т-2 – до 120% от номинальной мощности в течение 24 часа при температуре 0°С (таблица 6).

*В схеме n-1 перегруз составляет 116,2 %, с учетом перегрузочной способности на 24 часа допускается загрузка до 120 %, соответственно, замены существующих трансформаторов 2*16 МВА на ПС 330 кВ Дербент не требуется.*

Таблица 10.2.45 Анализ загрузки ПС 330 кВ Дербент с учетом заявок на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по заявкам на ТП		Мощность по заявкам на ТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом заявок на ТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/6	2х16	18,6	116,3	0,18	0,19	0,11	0,12	18,72	117,0	0	117,0	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

К ПС 330 кВ Дербент согласно заявкам на техприсоединение планируется присоединение 29 потребителей с заявленной мощностью ниже 670 кВт суммарной мощностью 0,18 МВт (0,19 МВА), что с учетом коэффициента совмещения максимума нагрузки составляет 0,12 МВА.

Нагрузка ПС 330 кВ Дербент с учетом реализации действующих заявок на ТП указанных потребителей увеличится на 0,12 МВА и составит

18,72 МВА, или 117,0% в схеме n-1 от номинальной мощности оставшегося в работе трансформатора 16 МВА.

Замена существующих трансформаторов 2*16 МВА не требуется, так как с существующим перегрузом допускается работать до 24 часов.

ПС 110 кВ Миарсо

На подстанции установлены два силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 2*16 МВА (Т-1 ии Т-2 находятся в эксплуатации с 2006 года срок эксплуатации к 2024 году составит по 18 лет). Максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 21 декабря 2016 г. в объеме 23,8 МВА, или 148,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Температура окружающего воздуха в день контрольного замера составляла 0°С. Максимальная нагрузка подстанции в период летнего максимума за предыдущие 5 лет зафиксирована 15 июня 2016 г. и составляет 8,6 МВА, или 53,8 % от номинальной мощности в схеме n-1. Таким образом, к анализу принимается максимальная нагрузка подстанции в период зимнего максимума 2016 года.

Согласно анализу топологии сети 35 кВ и данным контрольных измерений в режимный день, возможность перевода части нагрузки на ближайшие центры питания отсутствует. На основании приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 года № 81 допустимая длительная перегрузка Т-1 и Т-2 составляет 125% от номинальной мощности (таблица 1), а аварийная перегрузка Т-1 и Т-2 – до 150% от номинальной мощности в течение 2 часов при температуре 0°С (таблица 3).

Так как фактическая загрузка трансформатора 148,8 % в схеме n-1 не превышает аварийно допустимую величину на время 24 часа, то замена трансформаторов не требуется.

Таблица 10.2.46 Анализ загрузки ПС 110 кВ Миарсо с учетом заключенных договоров на ТП

Класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет	Максимальная загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 по результатам контрольных замеров за 5 лет по отношению к номинальной нагрузке	Суммарная мощность по ДТП		Мощность по ДТП с учетом Ксовм, Кнесовп		Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП по отношению к номинальной нагрузке	Объем переводимой на соседние ЦП нагрузки	Загрузка трансформаторов ЦП в режиме n-1 с учетом ДТП и переводом нагрузки	Объем и место куда переводится нагрузка	Время перевода нагрузки, минут	Причины отсутствия возможности перевода
кВ	МВА	Sмакс, МВА	Кмакс, %	Р, МВт	S, МВА	Р, МВт	S, МВА	S, МВА	Кмакс ту, %		%			
110/35/10	2х16	23,8	148,8	0	0,00	0,00	0,00	23,80	148,8	0	148,8	-	-	отсутствует возможность по режиму сети 10-35 кВ

В связи с отсутствием заключенных договоров на техприсоединение к ПС 110 кВ Миарсо присоединение новых потребителей не планируется.

Замена существующих трансформаторов 2*16 МВА не требуется.

11. Определение (уточнение) на основании балансовых и электроэнергетических расчетов режимов перечня «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ и выше с описанием возможных технологических ограничений, обусловленных их возникновением

11.1. «Базовый» вариант развития

Перегрузы ЛЭП 110 кВ на транзите ПС 330 кВ Артем-ПС 110 кВ ГПП.

Для исключения «узкого места», связанного с перегрузами ЛЭП 110 кВ на транзите ПС 330 кВ Артем-ПС 110 кВ ГПП (см. раздел 9.1) предлагаются к выполнению следующие технические мероприятия:

перефиксация присоединений 110 кВ на ПС 330 кВ Махачкала. Не требует дополнительных затрат. Исключает перегрузы ЛЭП 110 кВ при аварином отключении 1СШ-110 ПС 330 кВ Махачкала в нормальной исходной схеме. Предлагается к выполнению в 2019 году после ввода в работу ВЛ 330 кВ Артем – Дербент;

перевод части нагрузки (до 20 МВт) с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная – Алмало. Исключает перегрузы ЛЭП 110 кВ при аварийном отключении одного автотрансформатора ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта другого в период прохождения летнего максимума нагрузок. Предлагается к выполнению в 2019 году ввиду того, что данное мероприятие предусмотрено также в рамках выполнения ТУ на ТП нагрузки ПС 110 кВ Звезда (военный городок);

установка БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая на стороне 6 кВ взамен демонтированных ранее. Исключает перегрузы ЛЭП 110 кВ при аварийном отключении одного автотрансформатора ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта другого в период прохождения летнего максимума нагрузок. Предлагается к выполнению к 2024 году ввиду того, что риск возникает только в ремонтной схеме. До выполнения данного мероприятия рекомендуется выполнять ремонт АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала при благоприятной режимно-балансовой обстановке весной или осенью.

Перегрузы ЛЭП 110 кВ в Северном энергорайоне.

В нормальном режиме к 2024 году наблюдается превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137) в нормальной схеме прилегающей сети 110 кВ до 102%.

С учетом ремонтных схем в послеаварийных режимах начиная уже с 2020 года имеется риск ввода ограничений потребителей из-за перегрузов

ЛЭП 110 кВ (см. раздел 9.1) объемом до 10 МВт с учетом снижения перетока в Чеченэнерго до 0 МВт, а также максимально возможным переводом части потребителей Затеречных сетей на Калмэнерго и Ставропольэнерго. К 2024 году величина ограничений потребителей достигает 20 МВт.

В качестве мероприятия, исключающего указанные риски, предлагается:

1) в нормальной схеме ограничить переток в Чеченэнерго на уровне 50-70 МВт для исключения превышения ДДТНВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137);

2) реализацию ремонта ЛЭП 110 кВ на транзите 110 кВ ПС 330 кВ Чирюрт–Акташ–Ярыксу–Каскад Чирюртских ГЭС предусмотреть в наиболее благоприятные режимно-балансовые обстановки – весна, осень.

Перегрузы ЛЭП 110 кВ в Южном энергорайоне.

В южном энергорайоне выявлены «узкие места», связанные с перегрузами ВЛ 110 кВ Белиджи–Советская (ВЛ-110-108) и ВЛ 110 кВ Касумкент–Советская (ВЛ-110-178) в послеаварийных режимах отключения ВЛ 110 кВ Белиджи-Оружба в период прохождения зимнего максимума 2020 года (см. раздел 9.1). Так как отсутствует возможность разгрузки перегружаемых ЛЭП без ввода ограничений потребителей, то необходимо уже в 2019 году выполнить замену провода на указанных ЛЭП 110 кВ на провод большего сечения:

реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи–Советская (ВЛ-110-108) с заменой провода АС-70 17 км на провод сечением не менее АС-120;

реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент–Советская (ВЛ-110-178) с заменой провода АС-70 12,5 км на провод сечением не менее АС-120.

Перегрузы ЛЭП 110 кВ на транзите ПС 330 кВ Махачкала–Каспийская ТЭЦ.

В связи с интенсивным ростом летних нагрузок в Центральном энергорайоне в последние годы, а также присоединением новых потребителей ПС 110 кВ Уйташ-1 и С 110 кВ Уйташ-2 в 2018 году расчеты электрических режимов выявили необходимость выполнения замены в 2019 году проводов наименьшего сечения ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (см. раздел 9.1.). В качестве мероприятий, исключающих указанные риски, предлагается:

замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками марки АС-120 1,1 км на провод сечением АС-150;

замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками М-70 3,5 км на провод сечением АС-150.

11.2. «Оптимистичный» вариант развития.

Перегрузы ЛЭП 110 кВ на транзите ПС 330 кВ Артем-ПС 110 кВ ГПП.

Для исключения «узкого места», связанного с перегрузами ЛЭП 110 кВ на транзите ПС 330 кВ Артем–ПС 110 кВ ГПП (см. раздел 9.2), предлагаются к выполнению следующие технические мероприятия:

перефиксация присоединений 110 кВ на ПС 330 кВ Махачкала. Не требует дополнительных затрат. Исключает перегрузы ЛЭП 110 кВ при аварийном отключении 1СШ-110 ПС 330 кВ Махачкала в нормальной исходной схеме. Предлагается к выполнению в 2019 году после ввода в работу ВЛ 330 кВ Артем–Дербент;

перевод части нагрузки (до 20 МВт) с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная – Алмало. Исключает перегрузы ЛЭП 110 кВ при аварийном отключении одного автотрансформатора ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта другого в период прохождения летнего максимума нагрузок. Предлагается к выполнению в 2019 году ввиду того, что данное мероприятие предусмотрено также в рамках выполнения ТУ на ТП нагрузки ПС 110 кВ Звезда (военный городок);

установка БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая на стороне 6 кВ взамен демонтированных ранее. Исключает перегрузы ЛЭП 110 кВ при аварийном отключении одного автотрансформатора ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта другого в период прохождения летнего максимума нагрузок. Предлагается к выполнению к 2024 году ввиду того, что риск возникает только в ремонтной схеме. До выполнения данного мероприятия рекомендуется выполнять ремонт АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала при благоприятной режимно-балансовой обстановке весной или осенью.

Перегрузы ЛЭП 110 кВ в Северном энергорайоне.

В нормальном режиме к 2024 году наблюдается превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС–Акташ (ВЛ-110-137) в нормальной схеме прилегающей сети 110 кВ до 102%.

С учетом ремонтных схем в послеаварийных режимах начиная уже с 2020 года имеется риск ввода ограничений потребителей из-за перегрузов ЛЭП 110 кВ (см. раздел 9.1) объемом до 10 МВт с учетом снижения перетока в Чеченэнерго до 0 МВт, а также максимально возможным переводом части потребителей Затеречных сетей на Калмэнерго и Ставропольэнерго. К 2024 году величина ограничений потребителей достигает 20 МВт.

В качестве временного мероприятия, исключающего указанные риски, предлагается:

в нормальной схеме ограничить переток в Чеченэнерго на уровне 50-70 МВт для исключения превышения ДДТНВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Акташ (ВЛ-110-137);

реализацию ремонтов ЛЭП 110 кВ на транзите 110 кВ ПС 330 кВ Чирюрт–Акташ–Ярыксу–Каскад Чирюртских ГЭС предусмотреть в наиболее благоприятные режимно-балансовые обстановки – весна, осень.

Перегрузы ЛЭП 110 кВ в Южном энергорайоне.

В южном энергорайоне выявлены «узкие места» связанные с перегрузами ВЛ 110 кВ Белиджи–Советская (ВЛ-110-108) и ВЛ 110 кВ Касумкент–Советская (ВЛ-110-178) в послеаварийных режимах отключения ВЛ 110 кВ Белиджи–Оружба в период прохождения зимнего максимума 2020 года (см. раздел 9.1). Так как отсутствует возможность разгрузки перегружаемых ЛЭП без ввода ограничений потребителей, то необходимо уже в 2019 году выполнить замену провода на указанных ЛЭП 110 кВ на провод большего сечения:

реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи–Советская (ВЛ-110-108) с заменой провода АС-70 17 км на провод сечением не менее АС-120;

реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент–Советская (ВЛ-110-178) с заменой провода АС-70 12,5 км на провод сечением не менее АС-120.

Перегрузы ЛЭП 110 кВ на транзите ПС 330 кВ Махачкала-Каспийская ТЭЦ.

В связи с интенсивным ростом летних нагрузок в Центральном энергорайоне в последние годы, а также присоединением новых потребителей ПС 110 кВ Уйташ-1 и С 110 кВ Уйташ-2 в 2018 году расчеты электрических режимов выявили необходимость выполнения замены в 2019 году проводов наименьшего сечения ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (см. раздел 9.1). В качестве мероприятия исключающего указанные риски предлагается:

замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками марки АС-120 1,1 км на провод сечением АС-150;

замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками М-70 3,5 км на провод сечением АС-150.

12. Перечень необходимых мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест»

В данном разделе представлен перечень необходимых мероприятий для ликвидаци «узких мест», выявленных по результатам расчетов электроэнергетических режимов, выполненных в рамках разработки СиПР РД 2020-2024, а также включенных в СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг.

Перечень представлен отдельно для базового варианта развития и для оптимистичного.

Перечень включает в себя:

описание мероприятия с указанием необходимых параметров (сечение проводов ЛЭП, номинальный ток оборудования, трансформаторная мощность и т.п.);

рекомендуемый срок реализации мероприятия;

обоснование необходимости мероприятия;

наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия;

ориентировочную стоимость, определенную в соответствии с действующими нормативами (распределение инвестиций по годам).

Перечень мероприятий для базового варианта развития представлен в таблице 12.1.

Перечень мероприятий для оптимистичного варианта развития представлен в таблице 12.2.

Таблица 12.1. Перечень мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест», базовый вариант развития.

№	Наименование объекта	Параметры объекта	Документ, в котором мероприятие учтено	Срок ввода по докумету	Рекомендуемый срок реализации в соответствии с настоящей СиПР	Обоснование	Ответственная организация	Стоимость в ценах II кв. 2019 г. с НДС, млн руб.
1.	Сооружение ВЛ 330 кВ Артем – Дербент	строительство ВЛ 330 кВ с проводом 2хАС-300 длиной 175 км, установка двух ячеек элегазовых выключателей на ПС 330 кВ Артем и установка двух ячеек элегазовых выключателей на ПС 330 кВ Дербент	1.СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	1.2019 2.2019	2019	обеспечение надежности электроснабжения потребителей южной части энергосистемы Республики Дагестан. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в режиме летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре (30 °С) для наиболее теплого месяца 2019 года в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Махачкала-Дербент и отключении ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз возникает снижение напряжения ниже аварийно-допустимой величины на ПС 110 кВ в Южном энергорайоне и перегруз на 51% выше аварийно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) (Iрасч=769 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А) и на 16% выше аварийно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (Iрасч=590 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввести графики временного отключения (далее – ГВО) до 50 МВт в Южном энергорайоне	ПАО «ФСК ЕЭС»	6813,010
2.	Ввод АТ-2 330 кВ на ПС 330 кВ Артем	установка АТ-2 мощностью 125 МВА, установка элегазового выключателя в ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Артем	1.СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	1.2020 2.2020	2020	в целях исключения перегрузки АТ-1 330/110 кВ мощностью 125 МВА на ПС 330 кВ Артем в послеаварийных режимах и повышения надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Дагестан	ПАО «ФСК ЕЭС»	293,431
3.	Перевод части нагрузки (до 20 МВт) с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал - Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная – Алмало	строительство двух цепей ЛЭП 35 кВ протяженностью 1 км каждая проводом АС-120	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017. Проектная документация по титулу строительство ПС 110 кВ Уйташ-1 и ПС 110 кВ Уйташ-2		2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Артем-ПС 110 кВ ГПП при аварийном отключении одного АТ ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта другого АТ в летний максимум нагрузок (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	9,055
4.	Установка БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая на стороне 6 кВ взамен демонтированных ранее	БСК 2х20 Мвар на стороне 6 кВ			2024	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Артем-ПС 110 кВ ГПП при аварийном отключении одного АТ ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта другого АТ в летний максимум нагрузок (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	38,443
5.	Замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками	замена провода марки АС-120 1,1 км на провод сечением АС-150			2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Махачкала-Каспийская ТЭЦ в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	0,842

6.	Замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками	замена провода марки М-70 3,5 км на провод сечением АС-150			2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Махачкала-Каспийская ТЭЦ в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	2,681
7.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) с заменой провода АС-70 17 км на провод сечением не менее АС-120.	замена провода АС-70 17 км на провод сечением АС-120			2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Белиджи-Оружба.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	11,089
8.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) с заменой провода АС-70 12,5 км на провод сечением не менее АС-120	замена провода АС-70 12,5 км на провод сечением АС-120			2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Белиджи-Оружба.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	8,153
9.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Дербент Северная	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020	превышение длительно допустимой перегрузки по току любой обмотки трансформатора в нормальном режиме для однотрансформаторных ПС и в аварийно допустимой в послеаварийномрежиме для двухтрансформаторных ПС, когда второй трансформатор отключен в зимний максимум (См. раздел 10).	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	23,925
10.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Араблинка	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х2,5 МВА на 2х4 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	39,220
11.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Дербент Западная	замена Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	21,466
12.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Магарамкент	замена Т-1 и Т-2 мощностью 5,6 и 6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	42,933
13.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ахты	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
14.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Тагиркент	замена Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	20,313
15.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Огни	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 5,6 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	76,667
16.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Мамедкала	замена Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	32,709
17.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кайтаг	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46.,795
18.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кизляр-1	замена Т-2 мощностью 16 МВА (1985 года выпуска) на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
19.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кизляр-2	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
20.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Александрия	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	67,764
21.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	67,764
22.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ботлих	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 16 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	103,727
23.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Леваши	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	49,566
24.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Гуниб	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
25.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Цудахар	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
26.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Тлох	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
27.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Карадах	замена Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	19,610
28.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Акуша	замена Т-1 мощностью 10 МВА на 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
29.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Шамильское	Замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	42,933
30.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Анцух	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	100,137

31.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ГПП Ирганай	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	121,247
32.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ярыксу	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
33.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Акташ	замена Т-1 и Т-2 мощностью 16 и 25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
34.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Бабаюрт	замена Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
35.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Дылым	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
36.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ ГПП	замена Т-1 мощностью 31,5 МВА на 40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	60,647
37.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Компас	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	90,706
38.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ЦПП	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	114,186
39.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Новая	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х40 МВА на 2х63 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	163,372
40.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Махачкала-110	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	121,295
41.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Буйнакск-1	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
42.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Рассвет	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
43.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Сергокала	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА (1990 года выпуска) на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	22,116
44.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Приморская	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	103,727
45.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ЗФС	замена Т-1 и Т-2 мощностью 31,5 и 40 МВА на трансформаторы мощностью 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
46.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Каякент	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	21,466
Всего затраты ПАО «ФСК ЕЭС»								**7106,441**
Всего затраты ПАО «МРСК Северного Кавказа»								**2814,679**
Итого затраты на реконструкцию существующих объектов								**9921,12**

Таблица 12.2. Перечень мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест», оптимистичный вариант развития.

№	Наименование объекта	Параметры объекта	Документ, в котором мероприятие учтено	Срок ввода по докумету	Рекомендуемый срок реализации в соответствии с настоящей СиПР	Обоснование	Ответственная организация	Стоимость в ценах II кв. 2019 г. с НДС, млн руб.
1.	Сооружение ВЛ 330 кВ Артем – Дербент	строительство ВЛ 330 кВ с проводом 2хАС-300 длиной 175 км, установка двух ячеек элегазовых выключателей на ПС 330 кВ Артем и установка двух ячеек элегазовых выключателей на ПС 330 кВ Дербент	1.СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго Росси от 28.12.2017 № 31	1.2019 2.2019	2019	обеспечение надежности электроснабжения потребителей южной части энергосистемы Республики Дагестан. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в режиме летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре (30 °С) для наиболее теплого месяца 2019 года в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Махачкала-Дербент и отключении ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз возникает снижение напряжения ниже аварийно-допустимой величины на ПС 110 кВ в Южном энергорайоне и перегруз на 51% выше аварийно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) (Iрасч=769 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А) и на 16% выше аварийно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (Iрасч=590 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввести графики временного отключения (далее – ГВО) до 50 МВт в Южном энергорайоне.	ПАО «ФСК ЕЭС»	6813,010
2.	Ввод АТ-2 330 кВ на ПС 330 кВ Артем	установка АТ-2 мощностью 125 МВА, установка элегазового выключателя в ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Артем	1.СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	1.2020 2.2020	2020	в целях исключения перегрузки АТ-1 330/110 кВ мощностью 125 МВА на ПС 330 кВ Артем в послеаварийных режимах и повышения надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Дагестан	ПАО «ФСК ЕЭС»	293,431
3.	Перевод части нагрузки (до 20 МВт) с ПС 110 кВ Шамхал на ПС 110 кВ Стекольная путем сооружения заходов ВЛ 35 кВ Шамхал – Алмало на ПС 110 кВ Стекольная с образованием ЛЭП 35 кВ Стекольная – Шамхал и ЛЭП 35 кВ Стекольная - Алмало	строительство двух цепей ЛЭП 35 кВ протяженностью 1 км каждая проводом АС-120	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017. Проектная документация по титулу строительство ПС 110 кВ Уйташ-1 и ПС 110 кВ Уйташ-2		2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Артем-ПС 110 кВ ГПП при аварийном отключении одного АТ ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта другого АТ в летний максимум нагрузок (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	9,055
4.	установка БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая на стороне 6 кВ взамен демонтированных ранее	БСК 2х20 Мвар на стороне 6 кВ			2024	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Артем-ПС 110 кВ ГПП при аварийном отключении одного АТ ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта другого АТ в летний максимум нагрузок (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	38,443

5.	Замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками	замена провода марки АС-120 1,1 км на провод сечением АС-150			2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Махачкала-Каспийская ТЭЦ в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	0,842
6.	Замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками	замена провода марки М-70 3,5 км на провод сечением АС-150			2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	2,681
7.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) с замсной провода АС-70 17 км на провод сечением не менее АС-120.	замена провода АС-70 17 км на провод сечением АС-120.			2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Белиджи-Оружба.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	11,089
8.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) с заменой провода АС-70 12,5 км на провод сечением не менее АС-120	замена провода АС-70 12,5 км на провод сечением АС-120.			2019	рсзультаты расчетов электрических режимов. Перегруз ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Белиджи-Оружба.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	8,153
9.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Дербент Северная	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020	превышение длительно допустимой перегрузки по току любой обмотки трансформатора в нормальном режиме для однотрансформаторных ПС и аварийно допустимой в посеаварийномрежиме для двухтрансформаторных ПС, когда второй трансформатор отключен в зимний максимум (См. раздел 10).	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	23.925
10	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Араблинка	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х2,5 МВА на 2х4 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	39,220
11	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Дербент Западная	замена Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	21,466
12	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Магарамкент	замена Т-1 и Т-2 мощностью 5,6 и 6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	42,933
13	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ахты	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
14	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Тагиркент	замена Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	20,313
15	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Огни	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 5,6 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	76,667
16	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Мамедкала	замена Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	32,709
17	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кайтаг	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46.,795
18	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кизляр-1	замена Т-2 мощностью 16 МВА (1985 года выпуска) на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
19	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кизляр-2	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
20	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Александрия	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	67,764
21	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	67,764
22	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ботлих	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 16 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	103,727
23	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Леваши	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	49,566
24	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Гуниб	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590

25	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Цудахар	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
26	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Тлох	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
27	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Карадах	замена Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	19,610
28	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Акуша	замена Т-1 мощностью 10 МВА на 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
29	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Шамильское	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	42,933
30	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Лицух	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	100,137
31	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ГПП Ирганай	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	121,247
32	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ярыксу	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
33	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Акташ	замена Т-1 и Т-2 мощностью 16 и 25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
34	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Бабаюрт	замена Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
35	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Дылым	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
36	Замена Т-1 на ПС 110 кВ ГПП	замена Т-1 мощностью 31,5 МВА на 40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	60,647
37	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Компас	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	90,706
38	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ЦПП	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	114,186
39	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Новая	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х40 МВА на 2х63 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	163,372
40	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Махачкала-110	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	121,295
41	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Буйнакск-1	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
42	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Рассвет	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
43	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Сергокала	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА (1990 года выпуска) на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	22,116
44	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Приморская	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	103,727
45	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ЗФС	замена Т-1 и Т-2 мощностью 31,5 и 40 МВА на трансформаторы мощностью 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
46	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Каякент	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	21,466
47	Замена Т-2 ПС 110 кВ Шамхал	замена Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	51,863
Всего затраты ПАО «ФСК ЕЭС»								**7106,441**
Всего затраты ПАО «МРСК Северного Кавказа»								**2866,542**
Итого затраты на реконструкцию существующих объектов								**9972,983**

13. Предложения по корректировке сроков и перечня мероприятий в СиПР ЕЭС на 2019–2025 гг.

В связи с тем, что мероприятия по вводу новых объектов 330 кВ в рамках СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. предусматриваются до 2020 года включительно, корректировка сроков выполнения этих мероприятий нецелесообразна.

14. Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, обеспечивающих надежное электроснабжение потребителей Республики Дагестан

В данном разделе представлен перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу в эксплуатацию для обеспечения надежного электроснабжения существующих, а также перспективных потребителей. Перечень представлен в двух вариантах развития: базовый (таблица 14.1) и оптимистичный (таблица 14.2).

Таблица 14.1. Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выш, рекомендуемых к вводу (базовый вариант)

№	Наименование объекта	Параметры объекта	Документ, в котором мероприятие учтено	Срок ввода по докуме нту	Рекомендуемы й срок реализации в соответствии с настоящей СиПР	Обоснование	Ответственная организация	Стоимость в ценах II кв. 2019 г. с НДС, млн. руб
1.	Сооружение ВЛ 330 кВ Артем – Дербент	строительство ВЛ 330 кВ с проводом 2хАС-300 длиной 175 км, установка двух ячеек элегазовых выключателей на ПС 330 кВ Артем и установка двух ячеек элегазовых выключателей на ПС 330 кВ Дербент	1.СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденными приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	1.2019 2.2019	2019	обеспечение надежности электроснабжения потребителей южной части энергосистемы Республики Дагестан. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в режиме летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре (30 °С) для наиболее теплого месяца 2019 года в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Махачкала-Дербент и отключении ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз возникает снижение напряжения ниже аварийно-допустимой величины на ПС 110 кВ в Южном энергорайоне и перегруз на 51% выше аварийно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) (Iрасч=769 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А) и на 16% выше аварийно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (Iрасч=590 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввести графики временного отключения (далее – ГВО) до 50 МВт в Южном энергорайоне.	ПАО «ФСК ЕЭС»	6813,010
2.	Сооружение ПС 110 кВ Звезда по схеме «5АН» с установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОРУ 110 кВ по схеме 5АН; 2 тр-ра 110/10 кВ по 10 МВА	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017	2020	2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	375,941
3.	Строительство ВЛ 110 кВ Махачкала – Звезда	строительство ВЛ 110 кВ протяженностью 2 км проводом АС-240	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентсокм районе Республики Дагестан, Федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017	2020	2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	13,356

4.	Строительство ячейки 110 кВ на ПС 330 кВ Махачкала для присоединения ВЛ 110 кВ Махачкала – Звезда	ячейка ВЛ 110 кВ по схеме 13Н «Две рабочие и обходная системы шин»	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017	2020	2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт.	ПАО «ФСК ЕЭС»	42,049
5.	Строительство ВЛ 110 кВ Восточная – Звезда	строительство ВЛ 110 кВ протяженностью 8 км проводом АС-240 . Строительство ячейки 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная.	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентсокм районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017	2020	2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	95,476
Всего затраты ПАО «ФСК ЕЭС»								**6855,059**
Всего затраты ПАО «МРСК Северного Кавказа»								**484,773**
Всего затраты								**7339,832**

Таблица 14.2. Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (оптимистный варианту)

№	Наименование объекта	Параметры объекта	Документ, в котором мероприятие учтено	Срок ввода по документу	Рекомендуемый срок реализации в соответствии с настоящей СиПР	Обоснование	Ответственная организация	Стоимость в ценах II кв. 2019 г. с НДС, млн. руб
1.	Сооружение ВЛ 330 кВ Артем – Дербент	строительство ВЛ 330 кВ с проводом 2хАС-300 длиной 175 км, установка двух ячеек элегазовых выключателей на ПС 330 кВ Артем и установка двух ячеек элегазовых выключателей на ПС 330 кВ Дербент	1.СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	1.2019 2.2019	2019	обеспечение надежности электроснабжения потребителей южной части энергосистемы Республики Дагестан. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в режиме летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре (30 °С) для наиболее теплого месяца 2019 года в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Махачкала-Дербент и отключении ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз возникает снижение напряжения ниже аварийно-допустимой величины на ПС 110 кВ в Южном энергорайоне и перегруз на 51% выше аварийно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас-Тяговая (ВЛ-110-142) (Iрасч=769 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А) и на 16% выше аварийно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (Iрасч=590 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввести графики временного отключения (далее – ГВО) до 50 МВт в Южном энергорайоне.	ПАО «ФСК ЕЭС»	6813,010
2.	Сооружение ПС 110 кВ Звезда по схеме «5АН» с установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОРУ 110 кВ по схеме 5АН; 2 тр-ра 110/10 кВ по 10 МВА	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017	2020	2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	375,941
3.	Строительство ВЛ 110 кВ Махачкала - Звезда	строительство ВЛ 110 кВ протяженностью 2 км проводом АС-240	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентсокм районе Республики Дагестан, Федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017.	2020	2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	13,356

4.	Строительство ячейки 110 кВ на ПС 330 кВ Махачкала для присоединения ВЛ 110 кВ Махачкала-Звезда	ячейка ВЛ 110 кВ по схеме 13Н «Две рабочие и обходная системы шин»	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентсокм районс Республики Дагестан, Федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017	2020	2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт.	ПАО «ФСК ЕЭС»	42,049
5.	Строительство ВЛ 110 кВ Восточная - Звезда	строительство ВЛ 110 кВ протяженностью 8 км проводом АС-240. Строительство ячейки 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная.	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентсокм районе Республики Дагестан, Федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017	2020	2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	95,476
6.	Сооружение ПС 110 кВ Новолак по схеме «5АН» с установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОРУ 110 кВ по схеме 5АН; 2 тр-ра 110/10 кВ по 25 МВА	заявка на ТП ГКУ РД «Дирекция строящихся объектов «Новострой»		2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа в объеме 15 МВт	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	535,330
7.	Строительство участка ЛЭП 110 кВ 23 км с проводом АС-240 от отпайки от ВЛ 110 кВ Артем-Стекольная №2 до ПС 110 кВ Новолак	ЛЭП 110 кВ 23 км проводом АС-240	заявка на ТП ГКУ РД «Дирекция строящихся объектов «Новострой»		2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа в объеме 15 МВт	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	153,605
8.	Строительство ЛЭП 110 кВ 17 км с проводом АС-240 от ПС 110 кВ Новолак до отпайки от ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП II цепь (ВЛ-110-145) с созданием трехлучевой ЛЭП ПС 110 кВ Новолак-ПС 110 кВ ГПП-ПС 330 кВ Махачкала	ЛЭП 110 кВ 17 км проводом АС-240	заявка на ТП ГКУ РД «Дирекция строящихся объектов «Новострой»		2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа в объеме 15 МВт	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	113,534
Всего затраты ПАО «ФСК ЕЭС»								**6855,059**
Всего затраты ПАО «МРСК Северного Кавказа»								**1287,242**
Всего затраты								**8142,301**

15. Перечень необходимых мероприятий по реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к выполнению

В данном разделе представлен перечень необходимых мероприятий по реконструкции объектов 110 кВ и выше, составленный на основании расчетов электричеких режимов, расчетов нагрузок ПС 110 кВ, наличии ТУ на ТП новых потребителей и утвержденных инвестиционных программ энергокомпаний.

Перечень мероприятий по реконструкции объектов 110 кВ и выше для базового варианта развития представлен в таблице 15.1.

Перечень мероприятий по реконструкции объектов 110 кВ и выше для оптимистичного варианта развития представлен в таблице 15.2.

Таблица 15.1. Перечень мероприятий по реконструкции объектов 110 кВ и выше (базовый вариант развития)

№	Наименование объекта	Параметры объекта	Документ, в котором мероприятие учтено	Срок ввода по документу	Рекомендуемый срок реализации в соответствии с настоящей СиПР	Обоснование	Ответственная организация	Стоимость в ценах II кв. 2019 г. с НДС, млн руб
1.	Ввод АТ-2 330 кВ на ПС 330 кВ Артем	установка АТ-2 мощностью 125 МВА, установка элегазового выключателя в ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Артем	1.СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	1.2020 2.2020	2020	в целях исключения перегрузки АТ-1 330/110 кВ мощностью 125 МВА на ПС 330 кВ Артем в послеаварийных режимах и повышения надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Дагестан	ПАО «ФСК ЕЭС»	293,431
2.	Замена АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Дербент	замена АТ-1 и АТ-2 мощностью по 125 МВА на два АТ по 200 МВА	1.СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденными приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	1.2019, 2020 2.2019, 202	АТ-1 - 2019 АТ-2 - 2020	физический износ. Дата ввода в эксплуатацию – АТ-1 - 1975 год АТ-2 – 1989год. Объект включен в инвестиционную программу ФСК ЕЭС на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 №676, а также Распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 №456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ - техперевооружение, реконструкция. Перегруз в схеме ремонта одного АТ ПС 330 кВ Дербент в летний и зимний максимум нагрузок.	ПАО «ФСК ЕЭС»	624,698
3.	ПС 330 кВ Чирюрт (замена выключателей)	замена выключателей ОРУ 330 кВ – 5 шт. замена выключателей ОРУ 110 кВ – 8 шт.	изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом МинэнергоРоссии от 28.12.2017 № 31	2019	2019	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 №676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 №456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ - техперевооружение, реконструкция (Таблица №2.п. 4.1.Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 №676).	ПАО «ФСК ЕЭС»	353,045
4.	ПС 330 кВ Дербент (замена выключателей)	замена выключателей ОРУ 110 кВ – 9 шт.	изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	2019	2019	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 №676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 №456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ - техперевооружение, реконструкция (Таблица №2.п. 4.1.Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 №676).	ПАО «ФСК ЕЭС»	90,39
5.	ПС 330 кВ Махачкала (замена выключателей)	замена выключателей ОРУ 330 кВ – 6 шт. замена выключателей ОРУ 110 кВ – 8 шт.	изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	2018	2019	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 №676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 №456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ - техперевооружение, реконструкция (Таблица №2.п. 4.1.Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 №676).	ПАО «ФСК ЕЭС»	321,173
6.	Реконструкция ВЛ 330 кВ Дербент - Хачмаз, ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС - Чирюрт № 1, ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС - Чирюрт № 2, ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС - Махачкала, ВЛ 110 кВ Белиджи - Ялама (замена опор, находящихся в ухудшенном состоянии 330 кВ - 17 шт., 110 кВ - 8 шт.)	замена опор ЛЭП 110-330 кВ : 330 кВ - 17 шт., 110 кВ - 8 шт.	изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	2020	2020	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 №676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 №456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ - техперевооружение, реконструкция (Таблица №2.п. 4.1.Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 №676).	ПАО «ФСК ЕЭС»	84,21

7.	Установка БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая на стороне 6 кВ взамен демонтированных ранее	БСК 2х20 Мвар на стороне 6 кВ			2024	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на транзите ПС 330 кВ Артем-ПС 110 кВ ГПП при аварийном отключении одного АТ ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта другого АТ в летний максимум нагрузок (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	38,443
8.	Замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками	замена провода марки АС-120 1,1 км на провод сечением АС-150	проектная документация по титулу строительство ПС 110 кВ Уйташ-1 и ПС 110 кВ Уйташ-2.		2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на транзите ПС 330 кВ Махачкала-Каспийская ТЭЦ в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	0,842
9.	Замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками	замена провода марки М-70 3,5 км на провод сечением АС-150	проектная документация по титулу строительство ПС 110 кВ Уйташ-1 и ПС 110 кВ Уйташ-2.		2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на транзите ПС 330 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	2,681
10.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) с заменой провода АС-70 17 км на провод сечением не менее АС-120.	замена провода АС-70 17 км на провод сечением АС-120.			2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Белиджи-Оружба.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	11,089
11.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) с заменой провода АС-70 12,5 км на провод сечением не менее АС-120	замена провода АС-70 12,5 км на провод сечением АС-120.			2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Белиджи-Оружба.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	8,153
12.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дылым - Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) с заменой провода без увеличения сечения, сцепной арматуры, изоляторов, троса и частично опор и выносом участка опор №№24-45 из глубокого ущелья, покрытого лесным массивом протяженностью 4,5 км.	вынос участка ЛЭП 110 кВ протяженностью 4,5 км.	изменения, внесенные в инвестиционную программу на 2018-2022 гг. ПАО МРСК Северного Кавказа, утвержденные приказом Минэнерго России от 20.12.2018 № 24	2021	2021	затруднен доступ к участку ЛЭП 4,5 км для обслуживания, расположенному в глубоком ущелье.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	100,79
13.	Реконструкции ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155) с заменой провода АС-150 без увеличения сечения протяженностью 6,7 км	замена провода АС-150 протяжешностью 6.7 км без увеличения сечения	акт Ростехнадзора № 1339/1 расследования причин аварии, произошедшей 12.12.2018	2020	2020	неудовлетворительное техническое состояние провода. Акт Ростехнадзора № 1339/1 расследования причин аварии, произошедшей 12.12.2018	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	82,21
14.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Дербент-Северная	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020	превышение длительно допустимой перегрузки по току любой обмотки трансформатора в нормальном режиме для однотрансформаторных ПС и аварийно допустимой в послеаварийном режиме для двухтрансформаторных ПС, когда второй трансформатор отключен в зимний максимум (См. раздел 10).	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	23,925
15.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Араблинка	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х2,5 МВА на 2х4 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	39,220
16.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Дербент-Западная	замена Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	21,466
17.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Магарамкент	замена Т-1 и Т-2 мощностью 5,6 и 6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	42,933
18.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ахты	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
19.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Тагиркент	замена Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	20,313
20.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Огни	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 5,6 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	76,667

21.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Мамедкала	замена Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	32,709
22.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кайтаг	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46.,795
23.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кизляр-1	замена Т-2 мощностью 16 МВА (1985 года выпуска) на трансформатор мощностью 16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
24.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кизляр-2	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
25.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Александрия	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	67,764
26.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	67,764
27.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ботлих	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 16 МВА на 2х25 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	103,727
28.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Лсваши	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	49,566
29.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Гуниб	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
30.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Цудахар	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
31.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Тлох	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
32.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Карадах	замена Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	19,610
33.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Акуша	замена Т-1 мощностью 10 МВА на 16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
34.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Шамильское	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	42,933
35.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Анцух	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х25 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	100,137
36.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ГТП Ирганай	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х40 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	121,247
37.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ярыксу	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
38.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Акташ	замена Т-1 и Т-2 мощностью 16 и 25 МВА на 2х40 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
39.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Бабаюрт	замена Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
40.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Дылым	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590

41.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ ГПП	замена Т-1 мощностью 31,5 МВА на 40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	60,647
42.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Компас	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	90,706
43.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ЦПП	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	114,186
44.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Новая	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х40 МВА на 2х63 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	163,372
45.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Махачкала-110	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	121,295
46.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Буйнакск-1	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
47.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Рассвет	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
48.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Сергокала	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА (1990 года выпуска) на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	22,116
49.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Приморская	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	103,727
50.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ЗФС	замена Т-1 и Т-2 мощностью 31,5 и 40 МВА на трансформаторы мощностью 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
51.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Каякент	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	21,466
Всего затраты ПАО «ФСК ЕЭС»								**1776,95**
Всего затраты ПАО «МРСК Северного Кавказа»								**2988,624**
Итого затраты на реконструкцию существующих объектов								**4755,571**

Таблица15.2. Перечень мероприятий по реконструкции объектов 110 кВ и выше (оптимистичный вариант развития)

№	Наименование объекта	Параметры объекта	Документ, в котором мероприятие учтено	Срок ввода по документу	Рекомендуемый срок реализации в соответствии с настоящей СиПР	Обоснование	Ответственная организация	Стоимость в ценах II кв. 2019 г. с НДС, млн. руб
1.	Ввод АТ-2 330 кВ на ПС 330 кВ Артем	установка АТ-2 мощностью 125 МВА, установка элегазового выключателя в ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Артем	1.СиПР ЕЭС на 2019–2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	1.2020 2.2021	2020	в целях исключения перегрузки АТ-1 330/110 кВ мощностью 125 МВА на ПС 330 кВ Артем в послеаварийных режимах и повышения надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Дагестан	ПАО «ФСК ЕЭС»	293,431
2.	Замена АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Дербент	замена АТ-1 и АТ-2 мощностью по 125 МВА на два АТ по 200 МВА	1.СиПР ЕЭС на 2019–2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	1.2019, 2020 2.2019, 2020	АТ-1 - 2019 АТ-2 - 2020	физический износ. Дата ввода в эксплуатацию – АТ-1 - 1975 год АТ-2 – 1989год. Объект включен в инвестиционную программу ФСК ЕЭС на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 №676, а также Распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция. Перегруз в схеме ремонта одного АТ ПС 330 кВ Дербент в летний и зимний максимум нагрузок	ПАО «ФСК ЕЭС»	624,698
3.	ПС 330 кВ Махачкала (замена выключателей)	замена выключателей ОРУ 330 кВ – 6 шт. замена выключателей ОРУ 110 кВ – 8 шт.	изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	2018	2019	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (Таблица № 2.п. 4.1.Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 № 676)	ПАО «ФСК ЕЭС»	321,173
4.	ПС 330 кВ Чирюрт (замена выключателей)	замена выключателей ОРУ 330 кВ – 5 шт. замена выключателей ОРУ 110 кВ – 8 шт.	изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	2019	2019	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (Таблица №2.п. 4.1. Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 № 676)	ПАО «ФСК ЕЭС»	353,045
5.	ПС 330 кВ Дербент (замена выключателей)	замена выключателей ОРУ 110 кВ – 9 шт.	изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	2019	2019	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 №456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (Таблица № 2.п. 4.1. Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 № 676)	ПАО «ФСК ЕЭС»	90,39
6.	Реконструкция ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз, ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС - Чирюрт № 1, ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС - Чирюрт № 2, ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС - Махачкала, ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама (замена опор, находящихся в ухудшенном состоянии 330 кВ - 17 шт., 110 кВ - 8 шт.)	замена опор ЛЭП 110-330 кВ : 330 кВ - 17 шт., 110 кВ - 8 шт.	изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	2020	2020	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (Таблица №2.п. 4.1.Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 № 676)	ПАО «ФСК ЕЭС»	84,21

7.	Установка БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая на стороне 6 кВ взамен демонтированных ранее	БСК 2х20 Мвар на стороне 6 кВ			2024	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Артем-ПС 110 кВ ГПП при аварийном отключении одного АТ ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта другого АТ в летний максимум нагрузок (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	38,443
8.	Замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками	замена провода марки АС-120 1,1 км на провод сечением АС-150	проектная документация по титулу строительство ПС 110 кВ Уйташ-1 и ПС 110 кВ Уйташ-2.		2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Махачкала--Каспийская ТЭЦ в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	0,842
9.	Замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками	замена провода марки М-70 3,5 км на провод сечением АС-150	проектная документация по титулу строительство ПС 110 кВ Уйташ-1 и ПС 110 кВ Уйташ-2		2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	2,681
10.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) с заменой провода АС-70 17 км на провод сечением не менее АС-120.	замена провода АС-70 17 км на провод сечением АС-120.			2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Белиджи–Оружба	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	11,089
11.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) с заменой провода АС-70 12,5 км на провод сечением не менее АС-120	замена провода АС-70 12,5 км на провод сечением АС-120.			2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Белиджи–Оружба	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	8,153
12.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) с заменой провода без увеличения сечения, сцепной арматуры, изоляторов, троса и частично опор и выносом участка опор №№24-45 из глубокого ущелья, покрытого лесным массивом протяженностью 4,5 км.	вынос участка ЛЭП 110 кВ протяженностью 4,5 км.	изменения, внесенные в инвестиционную программу на 2018-2022 гг. ПАО МРСК Северного Кавказа, утвержденные приказом Минэнерго России от 20.12.2018 № 24	2021	2021	затруднен доступ к участку ЛЭП 4,5 км для обслуживания, расположенному в глубоком ущелье	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	100,79
13.	Реконструкции ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155) с заменой провода АС-150 без увеличения сечения протяженностью 6,7 км	замена провода АС-150 протяженностью 6.7 км без увеличения сечения	акт Ростехнадзора № 1339/1 расследования причин аварии, произошедшей 12.12.2018	2020	2020	неудовлетворительное техничсскос состояние провода. Акт Ростехнадзора № 1339/1 расследования причин аварии, произошедшей 12.12.2018	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	82.21
14.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Дербент Северная	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020	превышение длительно допустимой перегрузки по току любой обмотки трансформатора в нормальном режиме для однотрансформаторных ПС и аварийно допустимойв послеаварийном режиме для двухтрансформаторных ПС, когда второй трансформатор отключен в зимний максимум (См. раздел 10)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	23.925
15.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Араблинка	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х2,5 МВА на 2х4 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	39,220
16.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Дербент Западная	замена Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	21,466
17.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Магарамкент	замена Т-1 и Т-2 мощностью 5,6 и 6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	42,933
18.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ахты	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
19.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Тагиркент	замена Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	20,313

20.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Огни	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 5,6 МВА на 2х10 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	76,667
21.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Мамедкала	замена Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	32,709
22.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кайтаг	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46.,795
23.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кизляр-1	замена Т-2 мощностью 16 МВА (1985 года выпуска) на трансформатор мощностью 16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
24.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кизляр-2	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
25.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Александрия	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	67,764
26.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Т-Мектеб	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	67,764
27.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ботлих	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 16 МВА на 2х25 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	103,727
28.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Леваши	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	49,566
29.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Гуниб	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
30.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Цудахар	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
31.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Тлох	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
32.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Карадах	замена Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	19,610
33.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Акуша	замена Т-1 мощностью 10 МВА на 16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
34.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Шамильское	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	42,933
35.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Анцух	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х25 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	100,137
36.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ГПП Ирганай	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х40 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	121,247
37.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ярыксу	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
38.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Акташ	замена Т-1 и Т-2 мощностью 16 и 25 МВА на 2х40 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
39.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Бабаюрт	замена Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795

40.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Дылым	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
41.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ ГПП	замена Т-1 мощностью 31,5 МВА на 40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	60,647
42.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Компас	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	90,706
43.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ЦПП	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	114,186
44.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Новая	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х40 МВА на 2х63 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	163,372
45.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Махачкала-110	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	121,295
46.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Буйнакск-1	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
47.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Рассвет	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
48.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Сергокала	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА (1990 года выпуска) на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	22,116
49.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Приморская	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	103,727
50.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ЗФС	замена Т-1 и Т-2 мощностью 31,5 и 40 МВА на трансформаторы мощностью 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
51.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Каякент	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	21,466
52.	Замена Т-2 ПС 110 кВ Шамхал	замена Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	51,863
Всего затраты ПАО «ФСК ЕЭС»								**1776,95**
Всего затраты ПАО «МРСК Северного Кавказа»								**3040,487**
Итого затраты на реконструкцию существующих объектов								**4807,434**

16. Баланс реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше

Необходимость ввода новых источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности определяется исходя из необходимости поддержания уровней напряжения в сетях 110-330 кВ в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем.

В сетях 110-330 кВ филиалом АО «СО ЕЭС» - Дагестанское РДУ заданы контрольные пункты по напряжению, представленные в таблице 16.1.

Таблица 16.1. Перечень контрольных пунктов по напряжению

№ п/п	Объект электроэнергетики	Класс напряжения СШ, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Минимально допустимое напряжение, кВ	Аварийно допустимое напряжение, кВ
1.	ПС 330 кВ Чирюрт	330	363	290	280
2.	ПС 330 кВ Чирюрт	110	126	103	99
3.	ПС 330 кВ Махачкала	110	126	102	99
4.	ПС 330 кВ Дербент	110	126	102	99
5.	ПС 330 кВ Артем	110	126	105	100
6.	Ирганайская ГЭС	110	126	103	99
7.	ПС 110 кВ Кизляр-2 1-СШ-110 кВ	110	126	90	86
8.	ПС 110 кВ Кизляр-2 2-СШ-110 кВ	110	126	90	86
9.	Гунибская ГЭС	110	126	95	91

Примечание:

Поддержание уровней напряжения в пределах минимально допустимых и аварийно допустимых значений в контрольных пунктах, указанных в таблице 16.1, применимо только в нормальной и ремонтных схемах (если нет дополнительных указаний в заявке) прилегающей сети 110-330 кВ, для которой рассчитаны указанные в таблице значения, а в случае отклонения схемы прилегающей сети от нормальной в результате аварийных отключений контроль и регулирование уровней напряжения необходимо осуществлять в наиболее отдаленных от контрольного пункта узлах. В узлах 110 кВ считать минимально допустимое значение напряжения равным 88,6 кВ, аварийно допустимое - 84,7 кВ.

Для поддержания требуемых уровней напряжения в контрольных пунктах в энергосистеме Республики Дагестан, кроме генерирующего оборудования и РПН автотрансформаторов, имеются также батареи статических конденсаторов (таблица 16.2.) и шунтирующие реакторы (таблица 16.3).

Таблица 16.2. Информация по номинальной реактивной мощности батарей статических конденсаторов на ПС 110 кВ и выше

№ п/п	Объект электро-энергетики	Диспет-черское наимено-вание	Тип	Место коммута-ции, $U_{ном}$	Число ступеней при дискретном регулировании	Номиналь-ная мощность, Мвар	Номиналь-ное напряжение ступени, кВ
1.	ПС 330 кВ Дербент	БСК-1	КС-2А-6-845	1СШ 6 кВ	Гр- А+ Гр- Б	9,2	6
		КБ-2	КС-2А-6-845	2СШ 6 кВ	Гр- А+ Гр- Б	9,2	6
2.	ПС 330 Артем	БСК-1	QBANKA-110 кВ	1СШ-110кВ	1	54,6	110
		БСК-2	QBANKA-110 кВ	2СШ-110кВ	1	54,6	110
3.	ПС 110 кВ Кочубей	КБ-1	КЭК-1-1,05-63/У1	1СШ 10 кВ	1	4,8	10
		КБ-2	КЭК-1-1,05-63/У1	2СШ 10 кВ	1	5,3	10
4.	ПС 110 кВ Кизляр-2	КБ-1	КС2-0,66-40/У1	1СШ 10 кВ	1	4,96	10
		КБ-2	КМК2А-0,66-63-2У1	2СШ 10 кВ	1	5,04	10
5.	ПС 110 кВ Анцух	КБ-1	КРМ-(УКЛ-56)-10,5-4,95У1	1СШ 10 кВ	1	4,95	10,5
		КБ-2	КРМ-(УКЛ-56)-10,5-4,95У1	2СШ 10 кВ	1	4,95	10,5
6.	ПС 110 кВ Ахты	КБ-1	КРМ-(УКЛ-56)-10,5-4,95У1	1СШ 10 кВ	1	4,95	10,5
		КБ-2	КРМ-(УКЛ-56)-10,5-4,95У1	2СШ 10 кВ	1	4,95	10,5
7.	ПС 110 кВ Леваши	КБ-1	КРМ-(УКЛ-56)-10,5-4,95У1	1СШ 10 кВ	1	4,95	10,5
		КБ-2	КРМ-(УКЛ-56)-10,5-4,95У1	2СШ 10 кВ	1	4,95	10,5
Итого номинальная мощность, Мвар:						177,4	

Таблица 16.3. Информация по номинальной и располагаемой реактивной мощности шунтирующего реактора

№ п/п	Объект электро-энергетики	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, $U_{ном}$	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени, Мвар $Q_{ном}$ ($Q_{расп}$)*	Номинальное напряжение ступени, кВ
1.	ПС 330 кВ Чирюрт	МР	3хРОДЦ 55000/400	12СШ 330 кВ	1	165(102)	420
2.	ПС 330 кВ Артем	РШ-330-Моздок	3хРОМБСМ-60000/500 У1	СШ-330-М 330кВ	1	180(71)	525/√3

* $Q_{ном}$ – номинальная мощность трех фаз реактора (паспортные данные завода-изготовителя);

$Q_{расп}$ – располагаемая реактивная мощность трех фаз реактора при номинальном напряжении 330 кВ.

Располагаемая реактивная мощность электростанций в функциональной зависимости от активной мощности представлена в таблице 16.4.

Таблица 16.4. Диапазон регулирования по реактивной мощности в зависимости от активной мощности генерирующего оборудования электростанций

№ п/п	Наименование электро-станции	Наименование генератора	Установленная мощность, МВт	Параметры	Диапазон регулирования реактивной мощности										
					0%	**10%**	**20%**	**30%**	**40%**	**50%**	**60%**	**70%**	**80%**	**90%**	**100%**
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1.	Чиркейская ГЭС	1Г	250	**P, МВт**	**0**	**25**	**50**	**75**	**100**	**125**	**150**	**175**	**200**	**225**	**250**
				Q_{min}, Мвар	-100	-96	-89	-85	-80	-75	-67	-60	-47	-37	-25
				Q_{max},Мвар	150	150	150	150	150	150	150	145	140	135	130
		2Г	250	**P, МВт**	**0**	**25**	**50**	**75**	**100**	**125**	**150**	**175**	**200**	**225**	**250**
				Q_{min}, Мвар	-85	-83	-79	-75	-72	-70	-64	-52	-45	-34	-25
				Q_{max},Мвар	150	150	150	150	150	150	150	145	140	135	130
		3Г	250	**P, МВт**	**0**	**25**	**50**	**75**	**100**	**125**	**150**	**175**	**200**	**225**	**250**
				Q_{min}, Мвар	-90	-88	-83	-75	-70	-67	-60	-53	-45	-31	-15
				Q_{max},Мвар	150	150	150	150	150	150	150	145	140	135	130
		4Г	250	**P, МВт**	**0**	**25**	**50**	**75**	**100**	**125**	**150**	**175**	**200**	**225**	**250**
				Q_{min}, Мвар	-100	-98	-90	-82	-77	-73	-65	-57	-50	-38	-25
				Q_{max},Мвар	150	150	150	150	150	150	150	145	140	135	130
2.	Ирганайская ГЭС	Г-1	200	**P, МВт**	**0**	**20**	**40**	**60**	**80**	**100**	**120**	**140**	**160**	**180**	**200**
				Q_{min}, Мвар	-90	-85	-80	-75	-70	-67	-65	-63	-60	-36	-12,5
				Q_{max},Мвар	145	145	145	143	140	137	135	130	128	122	120
		Г-2	200	**P, МВт**	**0**	**20**	**40**	**60**	**80**	**100**	**120**	**140**	**160**	**180**	**200**
				Q_{min}, Мвар	-90	-85	-80	-75	-70	-67	-65	-63	-60	-36	-12,5
				Q_{max},Мвар	145	145	145	143	140	137	135	130	128	122	120
3.	Миатлинская ГЭС	Г-1	110	**P, МВт**	**0**	**11**	**22**	**33**	**44**	**55**	**66**	**77**	**88**	**99**	**110**
				Q_{min}, Мвар	-50	-48	-46	-44	-42	-40	-34	-27	-20	-10	0
				Q_{max},Мвар	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	58
		Г-2	110	**P, МВт**	**0**	**11**	**22**	**33**	**44**	**55**	**66**	**77**	**88**	**99**	**110**
				Q_{min}, Мвар	-50	-48	-46	-44	-42	-40	-34	-27	-20	-10	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
				Q_{max},Мвар	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	58
4.	Гоцатлинская ГЭС	Г-1	50	**P, МВт**	**0**	**5**	**10**	**15**	**20**	**25**	**30**	**35**	**40**	**45**	**50**
				Q_{min}, Мвар	-15	-15	-15	-14	-12,8	-10,8	-9,2	-7,6	-4,4	0	0
				Q_{max},Мвар	38	38	38	38	36	35	34	32	30	27	25
		Г-2	50	**P, МВт**	**0**	**5**	**10**	**15**	**20**	**25**	**30**	**35**	**40**	**45**	**50**
				Q_{min},Мвар	-15	-15	-15	-14	-12,8	-10,8	-9,2	-7,6	-4,4	0	0
				Q_{max},Мвар	38	38	38	38	36	35	34	32	30	27	25
5.	Каскад Чирюртских ГЭС	Г-1	36	**P, МВт**	**0**	**3,6**	**7,2**	**10,8**	**14,4**	**18**	**21,6**	**25,2**	**28,8**	**32,4**	**36**
				Q_{min}, Мвар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				Q_{max},Мвар	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
		Г-2	36	**P, МВт**	**0**	**3,6**	**7,2**	**10,8**	**14,4**	**18**	**21,6**	**25,2**	**28,8**	**32,4**	**36**
				Q_{min}, Мвар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				Q_{max},Мвар	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
		Г-3	9	**P, МВт**	**0**	**0,9**	**1,8**	**2,7**	**3,6**	**4,5**	**5,4**	**6,3**	**7,2**	**8,1**	**9**
				Q_{min}, Мвар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				Q_{max},Мвар	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
6.	Гельбахская ГЭС	Г-1	22	**P, МВт**	**0**	**2,2**	**4,4**	**6,6**	**8,8**	**11**	**13,2**	**15,4**	**17,6**	**19,8**	**22**
				Q_{min}, Мвар	-6,88	-6,25	-5,51	-4,85	-4,13	-3,5	-2,85	-2,15	-1,5	-0,8	0
				Q_{max},Мвар	27	26,9	26,6	26	25	24	23	22	20	18	15
		Г-2	22	**P, МВт**	**0**	**2,2**	**4,4**	**6,6**	**8,8**	**11**	**13,2**	**15,4**	**17,6**	**19,8**	**22**
				Q_{min}, Мвар	-6,88	-6,25	-5,5	-4,85	-4,13	-3,5	-2,85	-2,15	-1,5	-0,8	0
				Q_{max},Мвар	27	26,9	26,6	26	25	24	23	22	20	18	15
7.	Гергебильская ГЭС	Г-3	5	**P, МВт**	**0**	**0,5**	**1**	**1,5**	**2**	**2,5**	**3**	**3,5**	**4**	**4,5**	**5**
				Q_{min}, Мвар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				Q_{max},Мвар	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,3	3,73
		Г-4	5	**P, МВт**	**0**	**0,5**	**1**	**1,5**	**2**	**2,5**	**3**	**3,5**	**4**	**4,5**	**5**
				Q_{min}, Мвар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				Q_{max},Мвар	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,3	3,73
		Г-5	5	**P, МВт**	**0**	**0,5**	**1**	**1,5**	**2**	**2,5**	**3**	**3,5**	**4**	**4,5**	**5**
				Q_{min}, Мвар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
				Q_{max},Мвар	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,3	3,73
8.	Гунибская ГЭС	Г-1	5	**P, МВт**	**0**	**0,5**	**1**	**1,5**	**2**	**2,5**	**3**	**3,5**	**4**	**4,5**	**5**
				Q_{min}, Мвар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				Q_{max},Мвар	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,3	3,75
		Г-2	5	**P, МВт**	**0**	**0,5**	**1**	**1,5**	**2**	**2,5**	**3**	**3,5**	**4**	**4,5**	**5**
				Q_{min}, Мвар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				Q_{max},Мвар	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,3	3,75
		Г-3	5	**P, МВт**	**0**	**0,5**	**1**	**1,5**	**2**	**2,5**	**3**	**3,5**	**4**	**4,5**	**5**
				Q_{min}, Мвар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				Q_{max},Мвар	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,3	3,75
9.	Махачкалинская ТЭЦ	ТГ-1	6	**P, МВт**	**0**	**0,6**	**1,2**	**1,8**	**2,4**	**3**	**3,6**	**4,2**	**4,8**	**5,4**	**6**
				Q_{min}, Мвар	0	-0,3	-0,7	-1	-1,4	-1,8	-2,4	-2,5	-2,8	-3,4	-3,8
				Q_{max},Мвар	0	0,4	0,8	1,2	1,6	2,1	2,5	3	3,5	3,9	4,5
		ТГ-2	6	**P, МВт**	**0**	**0,6**	**1,2**	**1,8**	**2,4**	**3**	**3,6**	**4,2**	**4,8**	**5,4**	**6**
				Q_{min}, Мвар	0	-0,3	-0,7	-1	-1,4	-1,8	-2,4	-2,5	-2,8	-3,4	-3,8
				Q_{max},Мвар	0	0,4	0,8	1,2	1,6	2,1	2,5	3	3,5	3,9	4,5
		ТГ3	6	**P, МВт**	**0**	**0,6**	**1,2**	**1,8**	**2,4**	**3**	**3,6**	**4,2**	**4,8**	**5,4**	**6**
				Q_{min}, Мвар	0	-0,3	-0,7	-1	-1,4	-1,8	-2,4	-2,5	-2,8	-3,4	-3,8
				Q_{max},Мвар	0	0,4	0,8	1,2	1,6	2,1	2,5	3	3,5	3,9	4,5
Итого максимальное значение на выдачу реактивной мощности при включении всех генераторов в сеть, Мвар:															**1233**
Итого минимальное значение на выдачу реактивной мощности при включении всех генераторов в сеть, Мвар:															**1036,6**
Итого максимальное значение на прием реактивной мощности при включении всех генераторов в сеть, Мвар:															**706,36**
Итого минимальное значение на прием реактивной мощности при включении всех генераторов в сеть, Мвар:															**115**

Баланс реактивной мощности в нормальной схеме сети 110-330 кВ энергосистемы Республики Дагестан представлен в таблице 16.5.

Таблица 16.5. Баланс реактивной мощности

Режим / Год	Зимний минимум	Зимний максимум	Летний минимум	Летний максимум
Потребность, Мвар				
2020	418	516	341	461
2024	435	524	363	480
Покрытие имеющимися источниками реактивной мощности, Мвар				
2020	1204	1204	1204	1204
2024	1204	1204	1204	1204

Из расчетов установившихся режимов (приложения 1-17) видно, что уровни напряжений в контрольных пунктах в нормальной схеме не выходят за пределы, установленные в таблице 16.1. Исходя из баланса реактивной мощности, представленного в таблице 16.5, и расчетов установившихся режимов отсутствует потребность в установке новых источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности для поддержания уровней напряжения. В промежуточные годы между 2020 и 2024 не планируется ввод новых генерирующих мощностей и электросетевых объектов, существенно влияющих на уровни напряжений в сети 110-330 кВ.

17. Рекомендации по выдаче мощности электростанций, планируемых к сооружению на территории энергосистемы на период формирования схемы и Программы развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2020-2024 годы

На период до 2024 года на территории Республики Дагестан не планируется сооружение новых электростанций установленной мощностью более 5 МВт.

18. Рекомендации по схемам внешнего электроснабжения объектов, сооружаемых на территории энергосистемы на период формирования схемы и Программы развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2020-2024 годы

На территории Республики Дагестан на период до 2024 года не планируется сооружение крупных объектов потребителей с заявленной нагрузкой энергопринимающих установок более 50 МВт.

19. Рекомендации по обеспечению качества и надежности электроснабжения с учетом требований ПУЭ по надежности электроснабжения потребителей

В данном разделе даны некоторые рекомендации по изменению нормальной схемы сети 110 кВ и нормальных схем объектов электроэнергетики для обеспечения более надежного и качественного электроснабжения потребителей.

19.1. Изменение нормальных разрывов сети 110 кВ

На сегодняшний день филиалом АО «СО ЕЭС» - Дагестанское РДУ заданы нормальные разрывы сети 110 кВ, приведенные в таблице 19.1.

Таблица 19.1. Перечень точек деления электрической сети

№ п/п	Наименование ПС, на которой выполнено деление	Диспетчерское наименование ЛЭП, АТ, СШ, секция шин	Наименование оборудования, на котором выполнено деление	Причина выполнения деления	Указания по включению нормально отключенных сетевых элементов
1	2	3	4	5	6
1.	ПС 110 кВ Кочубей	1-СШ-110 кВ, 2-СШ-110 кВ	ШОВ-110	по условиям селективности работы РЗ	на время размыкания транзита 110 кВ Кизляр-2-Кочубей
2.	ПС 110 кВ Гергебиль	ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133)	В-133	для перевода Южной части РД на Азерэнержи при работе ПА по ФОЛ ВЛ 330 кВ Артем–Махачкала и ВЛ 330 кВ Махачкала–Дербент на ПС 330 кВ Махачкала	на время переноса точки разрыва на транзите ПС 110 кВ Гергебиль – ПС 110 кВ ИзбергСеверная
3.	ПС 110 кВ Белиджи	ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама (ВЛ 110 кВ Яламинская)	В-3	отсутствие договора на поставку ЭЭ	кратковременно для питания островной нагрузки в Азербайджанской или Дагестанской энергосистемах в ремонтных схемах
4.	ПС 110 кВ Ахты	1-СШ-110 кВ, 2-СШ-110 кВ	СВ-110	по условиям селективности работы РЗ	на время размыкания транзитов: Касумкент – Ахты или Магарамкент–Ахты
5.	Миатлинская ГЭС	1-СШ-110 кВ, 2-СШ-110 кВ	СВ-110	по условиям селективности работы РЗ	при ремонте В-5 или В-6 на Миатлинской ГЭС
6.	ПС 110 кВ Кизляр-2	ВЛ 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка с отпайкой на ПС Калиновка (ВЛ-110-114)	В-114	для обеспечения реализации объемов ОН-2, для увеличения МДП по сечению ОЭС-Дагестан	на время переноса разрыва по транзиту 110 кВ Кизляр-2 – Тарумовка –Кочубей–Затеречная
7.	ПС 110 кВ Артезиан-2	ВЛ 110 кВ Кочубей – Артезиан-2 (ВЛ-110-141)	ШОВ 110	для обеспечения реализации объемов ОН-2. Для увеличения МДП по сечению ОЭС–Дагестан.	включение ШОВ 110 выполнять в ремонтных схемах электрической сети Дагестанской энергосистемы без замыкания ВЛ 110 кВ Кочубей – Артезиан-2 в транзит

1	2	3	4	5	6
8.	ПС 110 кВ Гудермес Тяговая	ВЛ 110 кВ Гудермес Тяговая – Шелковская (Л-146)	В-146	для обеспечения реализации объемов ОН-1 и ОН-2, для увеличения МДП по сечению ОЭС-Дагестан	допускается кратковременное включение в транзит на время перевода нагрузки в ремонтных и послеаварийных схемах сети 110 кВ Чеченской энергосистемы

После сооружения и ввода в эксплуатацию ВЛ 330 кВ Артем–Дербент отпадает необходимость в нормальной схеме сохранять разрыв по транзиту 110 кВ ПС 110 кв Гергебиль-ПС 110 кВ Цудахар-ПС 110 кВ Леваши-ПС 110 кВ Сергокала-ПС 110 кВ Изберг Северная на В-133 ПС 110 кВ Гергебиль, так как при нормативном возмущении, связанном с отключением ВЛ 330 кВ Артем–Махачкала или ВЛ 330 кВ Махачкала–Дербент, не требуется деление энергосистемы на несинхронные части. Исходя из этого, предлагается в нормальной схеме включить В-133 на ПС 110 кВ Гергебиль, тем самым снижается риск обесточения потребителей объемом до 50 МВт при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Изберг Северная–Сергокала (ВЛ-110-177).

Замыкание в транзит остальных нормально замкнутых связей 110 кВ приведет к снижению максимально допустимых перетоков активной мощности по контролируемым сечениям или к необходимости установки новых устройств РЗ.

19.2. Изменение нормальных схем объектов электроэнергетики 110 кВ

Транзит мощности по ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) и ВЛ 110 кВ Кизилюртовская - Ярыксу (ВЛ-110-176) осуществляется через «жесткую» связь – РП-110 ПС 110 кВ Кизилюртовская. Нормальная схема ПС 110 кВ Кизилюртовская приведена на рисунке 19.1. В представленной схеме короткое замыкание на одной из отходящих ЛЭП 110 кВ приведет к полному обесточению потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Кизилюртовская.

С целью минимизации вероятности аварийного обесточения потребителей при нормативных возмущениях предлагается изменить нормальную схему ПС 110 кВ Кизилюртовская и предусмотреть транзит мощности через собственные выключатели В-106 и В-176.

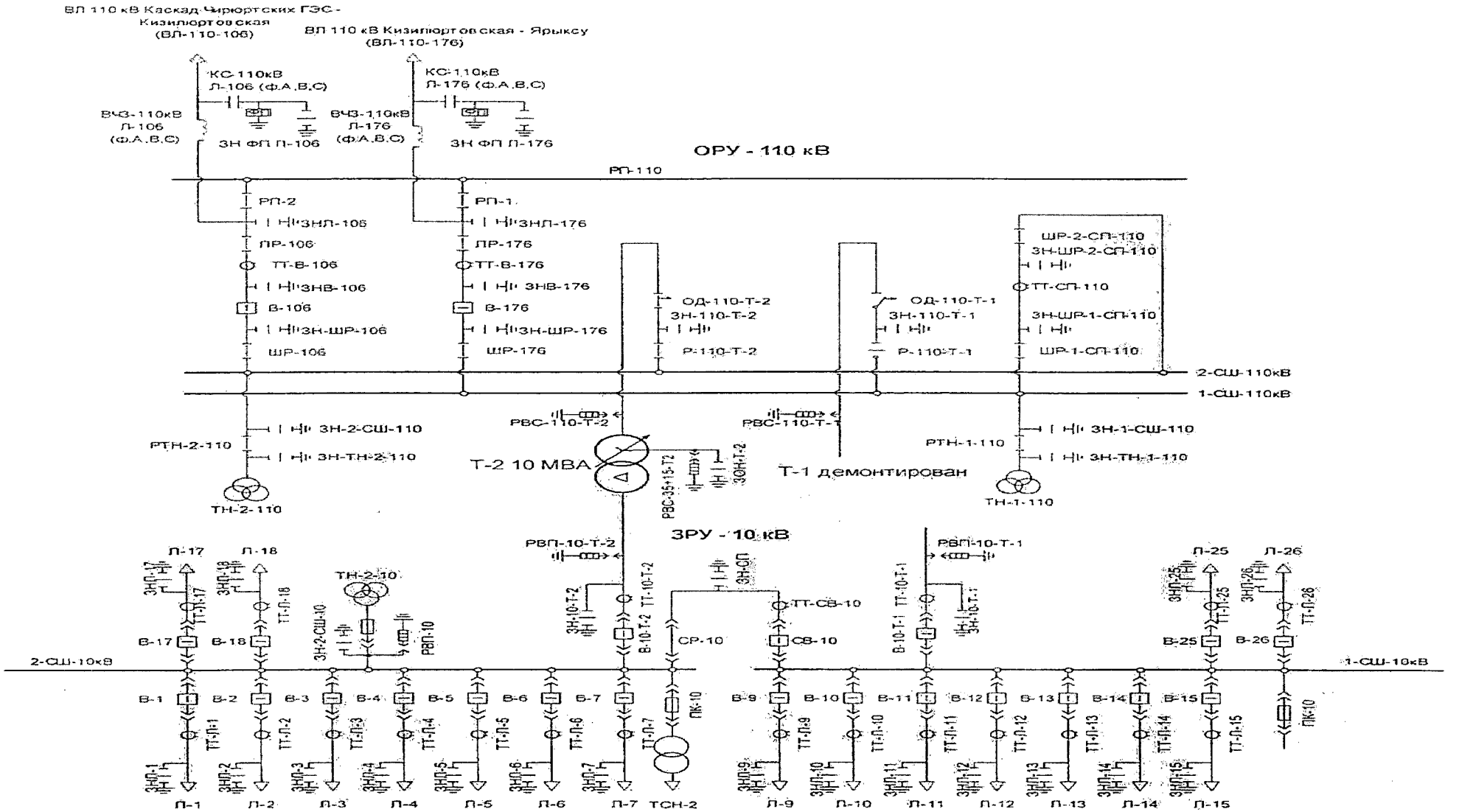


Рисунок 19.1. Нормальная схема электрических соединений ПС 110 кВ Кизилюртовская.

19.3. Замена провода ЛЭП 110 кВ из-за неудовлетворительного технического состояния

В результате произошедших аварийных отключений в сетях ЕЭС 12 декабря 2018 г. (аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем–Махачкала) увеличение токовой нагрузки ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155) до 42% от длительно допустимой привело к обрыву провода в пролете опор №№ 28-29 и как следствие – к аварийному отключению ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155) действием релейной защиты.

Согласно акту Ростехнадзора от 18 января 2019 г. № 1339/1 о расследовании причин аварии, произошедшей 12 декабря 2018 г., предусматривается мероприятие по реконструкции ВЛ 110 кВ ГПП–Компас (ВЛ-110-155) с заменой провода АС-150 без увеличения сечения протяженностью 6,7 км, со сроком исполнения в 2020 году.

20. Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ

В данном разделе приведены сводные данные по развитию электрических сетей классом напряжения ниже 110 кВ. Источником информации являются утвержденные инвестиционные программы энергокомпаний, а также перечень мероприятий, разработанных в рамках схемы и Программы развития электроэнергетики Республики Дагестан на 2020-2024 годы. Информация представлена в таблице 20.1.

Таблица 20.1. Сводная информация по развитию электрической сети ниже 110 кВ

№ п/п	Мероприятия	Основные характеристики										Объем капиталовложений, млн руб.				
		2020		2021		2022		2023		2024		2020	2021	2022	2023	2024
		км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА					
1.	Реконструкция и строительство ЛЭП 0,4 кВ	2,9	0	4,8	0	0	0	0	0	0	0	3,32	5,66	0	0	0
2.	Реконструкция и строительство ЛЭП 6-10 кВ	4	0	2,68	0	0	0	0	0	0	0	6,45	4,32	0	0	0
3.	Реконструкция и строительство ЛЭП 35 кВ	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	82,1	0	0	0	0
4.	Реконструкция ТП 6-10 кВ	0	5,26	0	0	0	0	0	0	0	0	9,8	0	0	0	0
5.	Реконструкция и строительство ПС 35 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого:		8,9	5,26	7,48	0	0	0	0	0	0	0	101,67	9,98	0	0	0

21. Предложения по исключению инвестиционных проектов из инвестиционных программ субъектов электроэнергетики ввиду отсутствия обоснований необходимости их реализации

В даном разделе представлен анализ мероприятий, предусмотренных утвержденными инвестиционными программами энергокомпаний на предмет их обоснованности. К рассмотрению приняты мероприятия, касающиеся реконструкции первичного оборудования объектов классом напряжения 110 кВ и выше и со сроком исполнения начиная с 2019 года. Результаты анализа сведены в таблицу 21.1.

Таблица 21.1. Анализ мероприятий, предусмотренных утвержденными инвестиционными программами энергокомпаний и предложения по их корректировке

№ п/п	Мероприятие	Год	Обоснования	Предложения по корректировке	Комментарий
Ивестиционная программа ПАО ФСК ЕЭС на 2016-2020 гг.					
1.	Реконструкция ПС 330 кВ Чирюрт (замена провода 4 и 10 секции шин 330 кВ и ошиновок ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 1 и ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2)	2020	Схема выдачи мощности и проект средств общесистемного назначения Чиркейской ГЭС	исключить	в СиПР ЕЭС на 2019-2015 гг. отсутствуют планы по увеличению мощности Чиркейской ГЭС
2.	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент. Замена двух автотрансформаторов 125000/330/110/10 кВ на 200000/330/110/10 кВ каждый	2019 2020	физический износ. Дата ввода в эксплуатацию АТ-1 – 1975 год, АТ-2 – 1989год. Объект включен в инвестиционную программу ФСК ЕЭС на основании оценки технического состояния, подтвержденной индексом технического состояния (ИТС), рассчитываемым в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 г. № 676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 г. № 456р. Значение показателя ИТС находится в диапазоне значений, определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция. Перегруз в схеме ремонта одного АТ ПС 330 кВ Дербент в летний и зимний максимум нагрузок	оставить без изменения	
3.	Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала-330 (замена оборудования 10,110,330 кВ)	2018	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденной индексом технического состояния (ИТС), рассчитываемым в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 г. № 676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 г. № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (таблица № 2.п. 4.1., раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 г. № 676)	оставить без изменения	
4.	Расширение ПС 330 кВ Артем (установка 2-го АТ 330/110/10 кВ)	2020	в целях исключения перегрузки АТ-1 330/110 кВ мощностью 125 МВА на ПС 330 кВ Артем в послеаварийных режимах и повышения надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Дагестан	оставить без изменения	
5.	Реконструкция ПС 330 кВ Чирюрт (замена оборудования 10,110, 330 кВ)	2019	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденной индексом технического состояния (ИТС), рассчитываемым в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 г. № 676, а также распоряжением ПАО «Россети»	оставить без изменения	

			от 21.10.2016 г. № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений, определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (таблица № 2.п. 4.1., раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 г. № 676)		
6.	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент (замена оборудования 10,110 кВ)	2019	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденной индексом технического состояния (ИТС), рассчитываемым в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 г. № 676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 г. № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (таблица № 2.п. 4.1., раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 г. № 676)	оставить без изменения	
7.	Реконструкция ВЛ 330 кВ Дербент - Хачмаз, ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС - Чирюрт № 1, ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС - Чирюрт № 2, ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС - Махачкала, ВЛ 110 кВ Белиджи - Ялама (замена опор, находящихся в ухудшенном состоянии 330 кВ - 17 шт., 110 кВ - 8 шт.)	2020	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденной индексом технического состояния (ИТС), рассчитываемым в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 г. № 676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 г. № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (таблица № 2.п. 4.1., раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 г. № 676)	оставить без изменения	
8.	Строительство ВЛ 330 кВ Артем-Дербент»	2019	обеспечение надежности электроснабжения потребителей южной части энергосистемы Республики Дагестан. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в режиме летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре 30 °С для наиболее теплого месяца 2019 года в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент и отключении ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз возникает снижение напряжения ниже аварийно допустимой величины на ПС 110 кВ в Южном энергорайоне и перегруз на 51% выше аварийно допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас Тяговая (ВЛ-110-142) (Iрасч=769 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А) и на 16% выше аварийно допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (Iрасч=590 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввести графики временного отключения (далее – ГВО) до 50 МВт в Южном энергорайоне	оставить без изменения	

Ивестиционная программа ПАО «МРСК Северного Кавказа» на 2019-2022 гг.					
9.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) с заменой провода АС-150 на АСК-240, сцепной арматуры, изоляторов, троса и частично опор и выносом участка опор №№24-45 из глубокого ущелья, покрытого лесным массивом протяженностью 4,5 км	2021	затруднен доступ к участку ЛЭП 4,5 км для обслуживания, расположенному в глубоком ущелье	исключить увеличение сечения провода	увеличение сечения провода необснованно, увеличение сечения провода только части ЛЭП не приведет к повышению пропускной способности ЛЭП по току
10.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) (заход и выход на ПС 110/10 кВ Аргвани)	2021		исключить	Отсутствуют обоснования.
11.	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Львовская. Установка 2-го трансформатора 10 МВА. Замена ОД и КЗ. Ячейки 10кВ 6 шт. Установка В-110, В-35, В-10, СВ-35, СВ-10	2023		исключить	Отсутствуют обоснования.

22. Объем строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше

В данном разделе представлен итоговый перечень мероприятий по развитию сети 110 кВ и выше энергосистемы Республики Дагестан на 2019-2024 годы. Перечень включает в себя перечни мероприятий по реконструкции объектов электроэнергетики 110 кВ и выше, а также объектов, рекомендуемых к вводу.

Перечень мероприятий по базовому варианту представлен в таблице 22.1.

Перечень мерпориятий по оптимистичному варианту представлен в таблице 22.2.

Сводные данные по капиталовложениям с разбивкой по годам для базового варианта развития представлены в таблице 22.3.

Сводные данные по капиталовложениям с разбивкой по годам для оптимистичного варианта развития представлены в таблице 22.4.

Таблица 22.1. Объем строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше (базовый вариант)

№	Наименование объекта	Параметры объекта	Документ, в котором мероприятие учтено	Срок ввода по документу	Рекомендуемый срок реализации в соответствии с настоящей СиПР	Обоснование	Ответственная организация	Стоимость в ценах II кв. 2019 г. с НДС, млн. руб
1.	Ввод АТ-2 330 кВ на ПС 330 кВ Артем	установка АТ-2 мощностью 125 МВА, установка элегазового выключателя в ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Артем	1.СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	1.2020 2.2020	2020	в целях исключения перегрузки АТ-1 330/110 кВ мощностью 125 МВА на ПС 330 кВ Артем в послеаварийных режимах и повышения надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Дагестан	ПАО «ФСК ЕЭС»	293,431
2.	Замена АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Дербент	замена АТ-1 и АТ-2 мощностью по 125 МВА на два АТ по 200 МВА	1.СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	1.2019, 2020 2.2019, 2020	АТ-1 - 2019 АТ-2 - 2020	физический износ. Дата ввода в эксплуатацию – АТ-1 – 1975 год АТ-2 – 1989год. Объект включен в инвестиционную программу ФСК ЕЭС на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, а также Распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция. Перегруз в схеме ремонта одного АТ ПС 330 кВ Дербент в летний и зимний максимум нагрузок	ПАО «ФСК ЕЭС»	624,698
3.	ПС 330 кВ Чирюрт (замена выключателей)	замена выключателей ОРУ 330 кВ – 5 шт. замена выключателей ОРУ 110 кВ – 8 шт.	изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	2019	2019	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (Таблица № 2.п. 4.1. Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 № 676)	ПАО «ФСК ЕЭС»	353,045
4.	ПС 330 кВ Дербент (замена выключателей)	замена выключателей ОРУ 110 кВ – 9 шт.	изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	2019	2019	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, а такжераспоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (Таблица №2.п. 4.1. Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 № 676)	ПАО «ФСК ЕЭС»	90,39
5.	ПС 330 кВ Махачкала (замена выключателей)	замена выключателей ОРУ 330 кВ – 6 шт. замена выключателей ОРУ 110 кВ – 8 шт.	изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	2018	2019	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (Таблица № 2.п. 4.1. Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 № 676)	ПАО «ФСК ЕЭС»	321,173
6.	Реконструкция ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз, ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС - Чирюрт № 1, ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС - Чирюрт № 2, ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Махачкала, ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама (замена опор, находящихся в ухудшенном состоянии 330 кВ – 17 шт., 110 кВ – 8 шт.)	замена опор ЛЭП 110-330 кВ : 330 кВ - 17 шт., 110 кВ - 8 шт.	изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 № 31	2020	2020	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (Таблица № 2.п. 4.1.Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 № 676)	ПАО «ФСК ЕЭС»	84,21

7.	Сооружение ВЛ 330 кВ Артем – Дербент	строительство ВЛ 330 кВ с проводом 2хАС-300 длиной 175 км, установка двух ячеек элегазовых выключателей на ПС 330 кВ Артем и установка двух ячеек элегазовых выключателей на ПС 330 кВ Дербент	1.СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденными приказом Минэнерго России от 28.12.2017 г. № 31	1.2019 2.2019	2019	обеспечение надежности электроснабжения потребителей южной части энергосистемы Республики Дагестан. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в режиме летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре (30 °С) для наиболее теплого месяца 2019 года в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Махачкала-Дербент и отключении ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз возникает снижение напряжения ниже аварийно-допустимой величины на ПС 110 кВ в Южном энергорайоне и перегруз на 51% выше аварийно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас Тяговая (ВЛ-110-142) (Iрасч=769 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А) и на 16% выше аварийно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (Iрасч=590 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввести графики временного отключения (далее – ГВО) до 50 МВт в Южном энергорайоне	ПАО «ФСК ЕЭС»	6813,010
8.	Сооружение ПС 110 кВ Звезда по схеме «5АН» с установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОРУ 110 кВ по схеме 5АН; 2 тр-ра 110/10 кВ по 10 МВА	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017 г.	2020	2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	375,941
9.	Строительство ВЛ 110 кВ Махачкала – Звезда	строительство ВЛ 110 кВ протяженностью 2 км проводом АС-240	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, Федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017 г.	2020	2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	13,356
10.	Строительство ячейки 110 кВ на ПС 330 кВ Махачкала для присоединения ВЛ 110 кВ Махачкала – Звезда	ячейка ВЛ 110 кВ по схеме 13Н «Две рабочие и обходная системы шин»	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан,	2020	2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт	ПАО «ФСК ЕЭС»	42,049

			федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017 г.					
11.	Строительство ВЛ 110 кВ Восточная – Звезда	строительство ВЛ 110 кВ протяженностью 8 км проводом АС-240. Строительство ячейки 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017 г.	2020	2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	95,476
12.	Установка БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая на стороне 6 кВ взамен демонтированных ранее	БСК 2х20 Мвар на стороне 6 кВ			2024	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Артем-ПС 110 кВ ГПП при аварийном отключении одного АТ ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта другого АТ в летний максимум нагрузок (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	38,443
13.	Замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками	замена провода марки АС-120 1,1 км на провод сечением АС-150	проектная документация по титулу строительство ПС 110 кВ Уйташ-1 и ПС 110 кВ Уйташ-2		2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Махачкала-Каспийская ТЭЦ в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	0,842
14.	Замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками	замена провода марки М-70 3,5 км на провод сечением АС-150	проектная документация по титулу строительство ПС 110 кВ Уйташ-1 и ПС 110 кВ Уйташ-2		2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	2,681
15.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) с заменой провода АС-70 17 км на провод сечением не менее АС-120.	замена провода АС-70 17 км на провод сечением АС-120			2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	11,089
16.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) с заменой провода АС-70 12,5 км на провод сечением не менее АС-120	замена провода АС-70 12,5 км на провод сечением АС-120			2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	8,153
17.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) с заменой провода без увеличения сечения, сцепной арматуры, изоляторов, троса и	вынос участка ЛЭП 110 кВ протяженностью 4,5 км.	изменения, внесенные в инвестиционную программу на 2018-2022 гг. ПАО МРСК Северного Кавказа, утвержденные приказом Минэнерго России от	2021	2021	затруднен доступ к участку ЛЭП 4,5 км для обслуживания, расположенному в глубоком ущелье	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	100,79

	частично опор и выносом участка опор №№ 24-45 из глубокого ущелья, покрытого лесным массивом протяженностью 4,5 км		20.12.2018 № 24					
18.	Реконструкции ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155) с заменой провода АС-150 без увеличения сечения протяженностью 6,7 км	замена провода АС-150 протяженностью 6.7 км без увеличения сечения	акт Ростехнадзора № 1339/1 расследования причин аварии, произошедшей 12.12.2018	2020	2020	неудовлетворительное техническое состояние провода. Акт Ростехнадзора № 1339/1 расследования причин аварии, произошедшей 12.12.2018	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	82,21
19.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Дербент Северная	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020	превышение длительно допустимой перегрузки по току любой обмотки трансформатора в нормальном режиме для однотрансформаторных ПС и аварийно допустимой в послеаварийном режиме для двухтрансформаторных ПС, когда второй трансформатор отключен в зимний максимум (См. раздел 10)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	23.925
20.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Араблинка	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х2,5 МВА на 2х4 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	39,220
21.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Дербент Западная	замена Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	21,466
22.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Магарамкент	замена Т-1 и Т-2 мощностью 5,6 и 6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	42,933
23.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ахты	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
24.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Тагиркент	замена Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	20,313
25.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Огни	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 5,6 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	76,667
26.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Мамедкала	замена Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	32,709
27.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кайтаг	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46.,795
28.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кизляр-1	замена Т-2 мощностью 16 МВА (1985 года выпуска) на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
29.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кизляр-2	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
30.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Александрия	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	67,764
31.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Терекли-Мектеб	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	67,764
32.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ботлих	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 16 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	103,727
33.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Леваши	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	49,566
34.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Гуниб	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
35.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Цудахар	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
36.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Тлох	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
37.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Карадах	замена Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	19,610
38.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Акуша	замена Т-1 мощностью 10 МВА на 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
39.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Шамильскос	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	42,933
40.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Анцух	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	100,137
41.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ГПП Ирганай	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	121,247
42.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ярыксу	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
43.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Акташ	замена Т-1 и Т-2 мощностью 16 и 25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050

44.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Бабаюрт	замена Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
45.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Дылым	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
46.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ ГПП	замена Т-1 мощностью 31,5 МВА на 40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	60,647
47.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Компас	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	90,706
48.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ЦПП	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	114,186
49.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Новая	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х40 МВА на 2х63 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	163,372
50.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Махачкала-110	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	121,295
51.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Буйнакск-1	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
52.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Рассвет	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
53.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Сергокала	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА (1990 года выпуска) на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	22,116
54.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Приморская	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	103,727
55.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ЗФС	замена Т-1 и Т-2 мощностью 31,5 и 40 МВА на трансформаторы мощностью 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
56.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Каякент	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	21,466
Всего затраты ПАО «ФСК ЕЭС»								**8622,006**
Всего затраты ПАО «МРСК Северного Кавказа»								**3473,397**
Итого затраты на реконструкцию существующих объектов								**12095,403**

Таблица 22.2. Объем строительства и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше (оптимистичный вариант)

№ п/п	Наименование объекта	Параметры объекта	Документ, в котором мероприятие учтено	Срок ввода по документу	Рекомендуемый срок реализации в соответствии с настоящей СиПР	Обоснование	Ответственная организация	Стоимость в ценах II кв. 2019 г. с НДС, млн руб
1.	Ввод АТ-2 330 кВ на ПС 330 кВ Артем	установка АТ-2 мощностью 125 МВА, установка элегазового выключателя в ОРУ 110 кВ ПС 330 кВ Артем	1.СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 г. № 31	1.2020 2.2020	2020	в целях исключения перегрузки АТ-1 330/110 кВ мощностью 125 МВА на ПС 330 кВ Артем в послеаварийных режимах и повышения надежности электроснабжения потребителей энергосистемы Республики Дагестан	ПАО «ФСК ЕЭС»	293,431
2.	Замена АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Дербент	замена АТ-1 и АТ-2 мощностью по 125 МВА на два АТ по 200 МВА	1.СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 г. № 31	1.2019, 2020 2.2019, 2020	АТ-1 - 2019 АТ-2 - 2020	физический износ. Дата ввода в эксплуатацию – АТ-1 - 1975 год АТ-2 – 1989год. Объект включен в инвестиционную программу ФСК ЕЭС на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС), рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, а также Распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция. Перегруз в схеме ремонта одного АТ ПС 330 кВ Дербент в летний и зимний максимум нагрузок	ПАО «ФСК ЕЭС»	624,698
3.	ПС 330 кВ Чирюрт (замена выключателей)	замена выключателей ОРУ 330 кВ – 5 шт. замена выключателей ОРУ 110 кВ – 8 шт.	изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 г. № 31	2019	2019	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС), рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, а также распоряжением ПАО «Роосети» от 21.10.2016 № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (Таблица №2. п. 4.1. Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 № 676)	ПАО «ФСК ЕЭС»	353,045
4.	ПС 330 кВ Дербент (замена выключателей)	замена выключателей ОРУ 110 кВ – 9 шт.	изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 г. № 31	2019	2019	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС) рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (Таблица №2.п. 4.1. Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 № 676)	ПАО «ФСК ЕЭС»	90,39
5.	ПС 330 кВ Махачкала (замена выключателей)	замена выключателей ОРУ 330 кВ – 6 шт. замена выключателей ОРУ 110 кВ – 8 шт.	изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 г. № 31	2018	2019	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС), рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (Таблица №2.п. 4.1. Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 № 676)	ПАО «ФСК ЕЭС»	321,173
6.	Реконструкция ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз, ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС - Чирюрт № 1, ВЛ 330 кВ Чиркейская ГЭС – Чирюрт № 2, ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – Махачкала, ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама (замена опор, находящихся в ухудшенном состоянии 330 кВ – 17 шт., 110 кВ – 8 шт.)	замена опор ЛЭП 110-330 кВ : 330 кВ – 17 шт., 110 кВ – 8 шт.	изменения, внесенные в инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 г. № 31	2020	2020	объект включен в инвестиционную программу на основании оценки технического состояния, подтвержденный индексом технического состояния (ИТС), рассчитываемый в соответствии с методикой, утвержденной приказом Минэнерго России от 26.07.2017 № 676, а также распоряжением ПАО «Россети» от 21.10.2016 № 456р. Значение показателя ИТС находятся в диапазоне значений определяющих вид работ – техперевооружение, реконструкция (Таблица № 2.п. 4.1. Раздел IV приказа Минэнерго России от 26.07.2017 № 676)	ПАО «ФСК ЕЭС»	84,21

7.	Сооружение ВЛ 330 кВ Артем – Дербент	строительство ВЛ 330 кВ с проводом 2хАС-300 длиной 175 км, установка двух ячеек элегазовых выключателей на ПС 330 кВ Артем и установка двух ячеек элегазовых выключателей на ПС 330 кВ Дербент	1.СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. 2. Изменения, внесенные в Инвестиционную программу на 2016-2020 гг. ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России от 28.12.2017 г. № 31	1.2019 2.2019	2019	обеспечение надежности электроснабжения потребителей южной части энергосистемы Республики Дагестан. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в режиме летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре (30 °С) для наиболее теплого месяца 2019 года в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Махачкала – Дербент и отключении ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз возникает снижение напряжения ниже аварийно-допустимой величины на ПС 110 кВ в Южном энергорайоне и перегруз на 51% выше аварийно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас Тяговая (ВЛ-110-142) (Iрасч=769 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А) и на 16% выше аварийно-допустимой величины ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг Северная с отпайками (ВЛ-110-113) (Iрасч=590 А, Iдл.доп=423 А, Iав.доп=509 А). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввести графики временного отключения (далее – ГВО) до 50 МВт в Южном энергорайоне	ПАО «ФСК ЕЭС»	6813,010
8.	Сооружение ПС 110 кВ Звезда по схеме «5АН» с установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОРУ 110 кВ по схеме 5АН; 2 тр-ра 110/10 кВ по 10 МВА	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017 г.	2020	2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	375,941
9.	Строительство ВЛ 110 кВ Махачкала – Звезда	Строительство ВЛ 110 кВ протяженностью 2 км проводом АС-240	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017 г.	2020	2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетя ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	13,356
10.	Строительство ячейки 110 кВ на ПС 330 кВ Махачкала для присоединения ВЛ 110 кВ Махачкала – Звезда	ячейка ВЛ 110 кВ по схеме 13Н «Две рабочие и обходная системы шин»	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, федерального	2020	2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетя ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт	ПАО «ФСК ЕЭС»	42,049

			государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017 г.					
11.	Строительство ВЛ 110 кВ Восточная – Звезда	строительство ВЛ 110 кВ протяженностью 8 км проводом АС-240. Строительство ячейки 110 кВ на ПС 110 кВ Восточная	утвержденные ТУ на ТП № 707д присоединения энергопринимающих устройств комплекса зданий военного городка воинской части 6752, расположенных в Карабудахкентском районе Республики Дагестан, федерального государственного казенного учреждения «2-й центр заказчика-застройщика войск национальной гвардии Российской Федерации (войсковая часть 6895 г. Ростов-на-Дону)» к электрическим сетям АО «Дагестанская сетевая компания» от 31.08.2017 г.	2020	2020	Технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетя ПАО МРСК Северного Кавказа и ПАО «ФСК ЕЭС» в объеме 7.6 МВт	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	95,476
12.	Сооружение ПС 110 кВ Новолак по схеме «5АН» с установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОРУ 110 кВ по схеме 5АН; 2 тр-ра 110/10 кВ по 25 МВА	заявка на ТП ГКУ РД «Дирекция строящихся объектов «Новострой»		2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» в объеме 15 МВт	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	535,330
13.	Строительство участка ЛЭП 110 кВ 23 км с проводом АС-240 от отпайки от ВЛ 110 кВ Артем – Стекольная № 2 до ПС 110 кВ Новолак	ЛЭП 110 кВ 23 км проводом АС-240	заявка на ТП ГКУ РД «Дирекция строящихся объектов «Новострой»		2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» в объеме 15 МВт	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	153,605
14.	Строительство ЛЭП 110 кВ 17 км с проводом АС-240 от ПС 110 кВ Новолак до отпайки от ВЛ 110 кВ Махачкала - ГПП II цепь (ВЛ-110-145) с созданием трехлучевой ЛЭП ПС 110 кВ Новолак-ПС 110 кВ ГПП-ПС 330 кВ Махачкала	ЛЭП 110 кВ 17 км проводом АС-240	заявка на ТП ГКУ РД «Дирекция строящихся объектов «Новострой»		2020	технологическое присоединение нового потребителя к электрическим сетям ПАО «МРСК Северного Кавказа» в объеме 15 МВт	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	113,534
15.	Установка БСК 2х20 Мвар на ПС 110 кВ Новая на стороне 6 кВ взамен демонтированных ранее	БСК 2х20 Мвар на стороне 6 кВ			2024	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Артем-ПС 110 кВ ГПП при аварийном отключении одного АТ ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта другого АТ в летний максимум нагрузок (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	38,443
16.	Замсна провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками	замена провода марки АС-120 1,1 км на провод сечением АС-150	проектная документация по титулу строительство ПС 110 кВ Уйташ-1 и ПС 110 кВ Уйташ-2		2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Махачкала-Каспийская ТЭЦ в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	0,842
17.	Замена провода ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками	замена провода марки М-70 3,5 км на провод сечением АС-150	проектная документация по титулу строительство ПС 110 кВ Уйташ-1 и ПС 110 кВ Уйташ-2		2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ЛЭП 110 кВ на тразите ПС 330 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (см. раздел 9.)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	2,681

18.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) с заменой провода АС-70 17 км на провод сечением не менее АС-120	замена провода АС-70 17 км на провод сечением АС-120			2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ВЛ-110-108 при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	11,089
19.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) с заменой провода АС-70 12,5 км на провод сечением не менее АС-120	замена провода АС-70 12,5 км на провод сечением АС-120			2019	результаты расчетов электрических режимов. Перегруз ВЛ-110-178 при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Белиджи – Оружба	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	8,153
20.	Рекопструкция ВЛ 110 кВ Дылым – Тлох с отпайкой на ПС Аргвани (ВЛ-110-167) с замсной провода без увеличения сечения, сцепной арматуры, изоляторов, троса и частично опор и выпосом участка опор №№ 24-45 из глубокого ущелья, покрытого лесным массивом протяженностью 4,5 км	выпос участка ЛЭП 110 кВ протяженностью 4,5 км	изменения, внесенные в инвестиционную программу на 2018-2022 гг. ПАО МРСК Северного Кавказа, утвержденные приказом Минэнерго России от 20.12.2018 № 24	2021	2021	затруднен доступ к участку ЛЭП 4,5 км для обслуживания, расположенному в глубоком ущелье	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	100,79
21.	Реконструкции ВЛ 110 кВ ГПП – Компас (ВЛ-110-155) с заменой провода АС-150 без увеличения сечения протяженностью 6,7 км	замена провода АС-150 протяженностью 6.7 км без увеличения сечения	акт Ростехнадзора № 1339/1 расследования причин аварии, произошедшей 12.12.2018	2020	2020	неудовлетворительное техническое состояние провода. Акт Ростехнадзора № 1339/1 расследования причин аварии, произошедшей 12.12.2018	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	82,21
22.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Дербент Северная	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020	превышение длительно допустимой перегрузки по току любой обмотки трансформатора в нормальном режиме для однотрансформаторных ПС и аварийно допустимойв послеаварийном режиме для двухтрансформаторных ПС, когда второй трансформатор отключен в зимний максимум (См. раздел 10)	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	23.925
23.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Араблинка	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х2,5 МВА на 2х4 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	39,220
24.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Дербент Западная	замена Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	21,466
25.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Магарамкент	замена Т-1 и Т-2 мощностью 5,6 и 6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	42.933
26.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ахты	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
27.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Тагиркент	замена Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	20,313
28.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Огни	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 5,6 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	76,667
29.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Мамедкала	замена Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	32,709
30.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кайтаг	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46.,795
31.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кизляр-1	замена Т-2 мощностью 16 МВА (1985 года выпуска) на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
32.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Кизляр-2	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
33.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Александрия	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	67,764

34.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Т-Мектеб	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	67,764
35.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ботлих	замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 и 16 МВА на 2х25 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	103,727
36.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Леваши	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	49,566
37.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Гуниб	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
38.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Цудахар	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
39.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Тлох	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
40.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Карадах	замена Т-2 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	19,610
41.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ Акуша	замена Т-1 мощностью 10 МВА на 16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
42.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Шамильское	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х6,3 МВА на 2х10 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	42,933
43.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Анцух	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х25 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	100,137
44.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ГПП Ирганай	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х40 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	121,247
45.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Ярыксу	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
46.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Акташ	замена Т-1 и Т-2 мощностью 16 и 25 МВА на 2х40 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
47.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Бабаюрт	замена Т-2 мощностью 10 МВА на 16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
48.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Дылым	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х10 МВА на 2х16 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	93,590
49.	Замена Т-1 на ПС 110 кВ ГПП	замена Т-1 мощностью 31,5 МВА на 40 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	60,647
50.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Компас	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	90,706
51.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ЦПП	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	114,186
52.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Новая	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х40 МВА на 2х63 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	163,372
53.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Махачкала-110	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	121,295

54.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Буйнакск-1	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
55.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Рассвет	замена Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	46,795
56.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Сергокала	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА (1990 года выпуска) на трансформатор мощностью 6,3 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	22,116
57.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Приморская	замена Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на 2х25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	103,727
58.	Замена Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ ЗФС	замена Т-1 и Т-2 мощностью 31,5 и 40 МВА на трансформаторы мощностью 2х40 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	117,050
59.	Замена Т-2 на ПС 110 кВ Каякент	замена Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	21,466
60.	Замена Т-2 ПС 110 кВ Шамхал	замена Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА			2020		ПАО «МРСК Северного Кавказа»	51,863
Всего затраты ПАО «ФСК ЕЭС»								**8622,006**
Всего затраты ПАО «МРСК Северного Кавказа»								**4327,729**
Итого затраты на реконструкцию существующих объектов								**12949,735**

Таблица 22.3. Сводные данные по капиталовложениям с разбивкой по годам (базовый вариант развития)

№ п/п	Ответственная организация	Объем капиталовложений, млн руб					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.	ПАО «ФСК ЕЭС»	7577,618	1044,388	0	0	0	0
2.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	22,765	2922,102	100,79	0	0	38,443
Итого:		**7600,383**	**3966,49**	**100,79**	**0**	**0**	**38,443**

Таблица 22.4. Сводные данные по капиталовложениям с разбивкой по годам («оптимистичный» вариант развития)

№ п/п	Ответственная организация	Объем капиталовложений, млн руб					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
1.	ПАО «ФСК ЕЭС»	7577,618	1044,388	0	0	0	0
2.	ПАО «МРСК Северного Кавказа»	22,765	4165,731	100,79	0	0	38,443
Итого:		**7600,383**	**5210,119**	**100,79**	**0**	**0**	**38,443**

23. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период

Прогноз потребления тепловой энергии в Республике Дагестан на 5-летний период выполнен с учетом:

1) прогнозных социально-экономических показателей Республики Дагестан, включая фактическую динамику и прогноз численности населения Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Дагестан до 2024 года;

2) данных администраций муниципальных районов и городских округов Республики Дагестан о намечаемом развитии жилищно-коммунального сектора и крупных промышленных предприятий региона в период до 2024 года;

3) динамики фактического годового отпуска тепла с коллекторов энергоисточников (ТЭС и котельные) в период 2014-2018 гг.

Фактическая (2014-2018 гг.) и ожидаемая (до 2024 года) динамика изменения численности населения Республики Дагестан с указанием ежегодных темпов прироста представлена на рисунке 23.1.

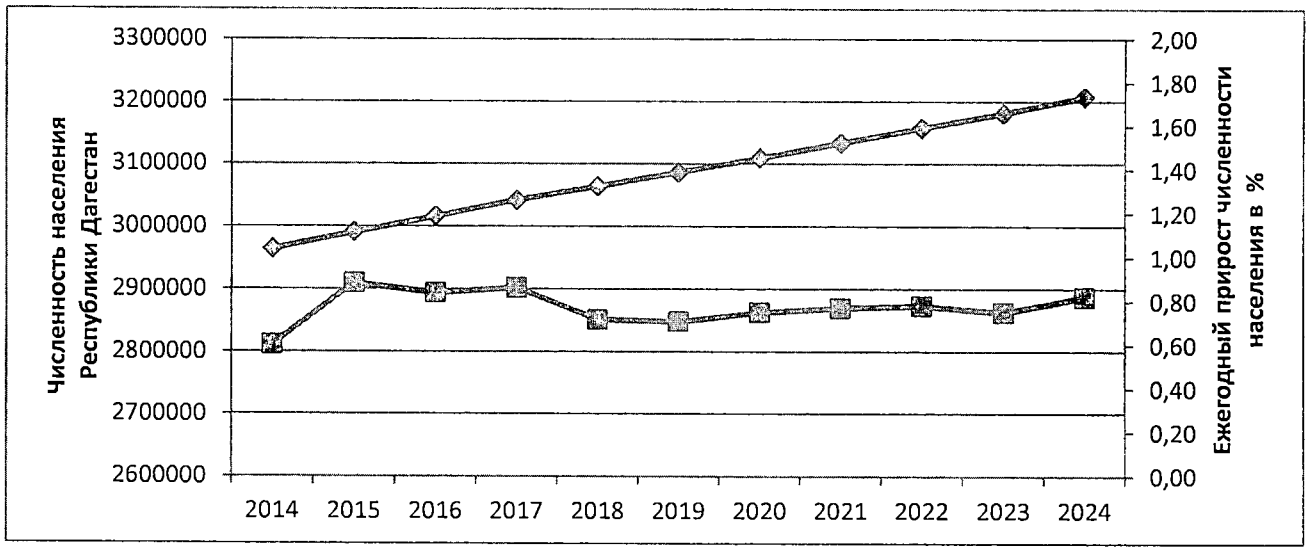


Рисунок 23.1. Фактическая (2014-2018 гг.) и ожидаемая (до 2024 года) динамика изменения численности населения Республики Дагестан на начало отчетного года

По прогнозам на перспективу до 2024 года ожидается рост численности населения Республики Дагестан на 121,3 тыс. чел. (3,93% к 2019 году).

В период 2020-2024 гг. средний ежегодный темп роста численности населения Республики Дагестан составит 0,77%.

Прогноз потребления тепловой энергии населением Республики Дагестан, согласно нормативам теплопотребления, на отопление и горячее водоснабжение МДС 13-12.2000 в период 2020-2024 гг. при сохранении доли населения проживающих в обслуживаемом жилищном фонде, которым оказываются жилищно-коммунальные услуги, представлен на рисунке 23.2.

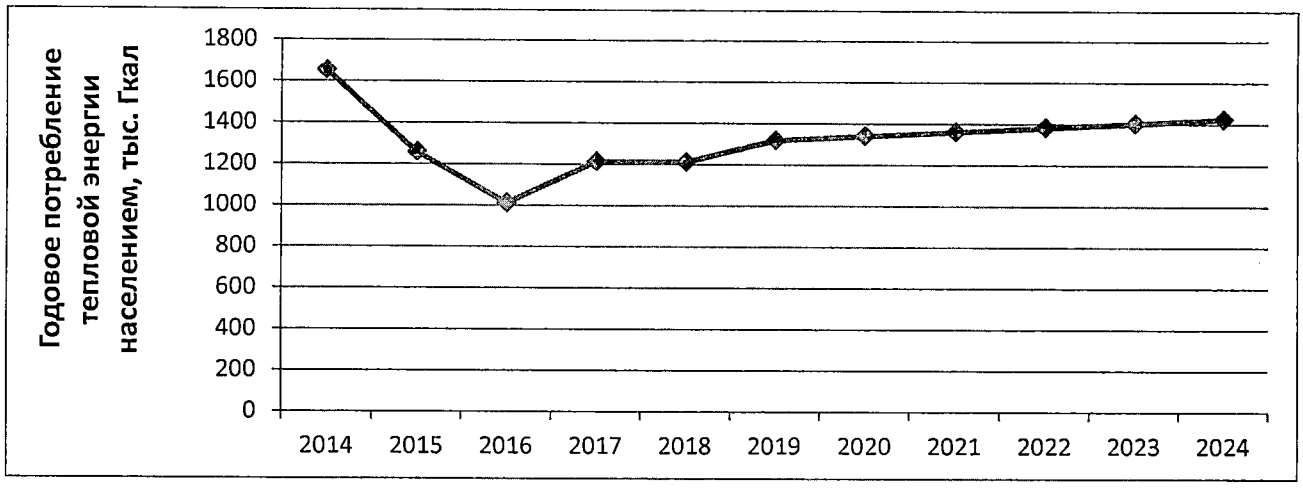


Рисунок 23.2. Фактическое (2014-2018 гг.) и ожидаемое (до 2024 года) потребление тепловой энергии населением Республики Дагестан согласно нормативам МДС 13-12.2000.

Согласно форме 2п Росстата в период 2019 – 2024 гг. в Республике Дагестан намечается ежегодный ввод в действие жилых домов на уровне 2 млн кв. м общей площади. При этом удельный вес жилых домов, построенных населением, и, соответственно, не попадающих в обслуживаемый жилищный фонд, составляет в среднем 88%.

В качестве данных по развитию жилищно-коммунального сектора, попадающего в обслуживаемый жилищный фонд, на период 2019 – 2024 гг. приняты значения среднегодовых вводов общей площади зданий жилищно-коммунального сектора за 2019–2024 гг., которые составляют 210 тыс. кв. м /год.

Прогноз прироста теплопотребления новых зданий жилищно-коммунального сектора выполнен с учетом укрупненных нормативов удельных расходов тепловой энергии на отопление и вентиляцию на 1 кв. м общей площади жилых и общественных зданий в соответствии с требованиями СНиП 23-02-2003 »Тепловая защита зданий» и нормативных расходов горячей воды СНиП 2.04.01-85* «Внутренний водопровод и канализация».

В период до 2024 года суммарный прирост годового теплопотребления новых зданий жилищно-коммунального сектора оценивается в 160,5 тыс. Гкал. Среднеговодой прирост теплопотребления в период 2019-2024 гг. составит 32,1 тыс. Гкал/год.

Прогноз потребления тепловой энергии в Республике Дагестан на перспективу до 2024 года представлен на рисунке 23.3.

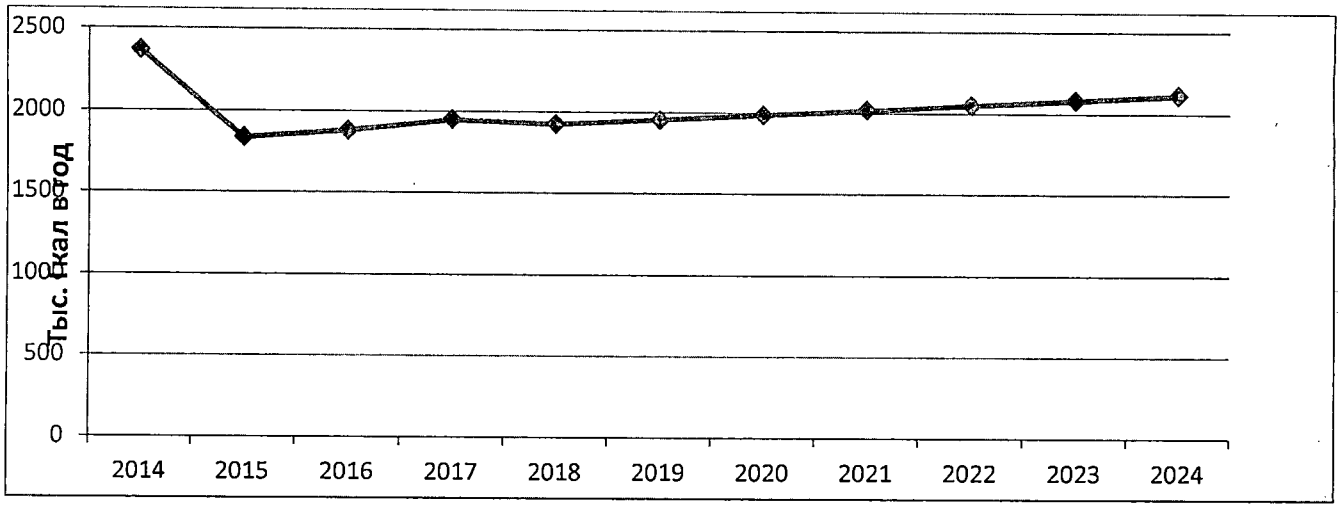


Рисунок 23.3. – Прогноз потребления тепловой энергии в Республике Дагестан на перспективу до 2024 года

В период до 2024 года ожидается увеличение потребления тепла в регионе на 15,2% к 2015 году. Рост потребления тепла во многом обуславливается планируемым увеличением на перспективу уровня обеспеченности населения республики жильем (с 18,9 до 21,9 кв. м/чел.).

По результатам прогноза суммарное потребление тепловой энергии в Республике Дагестан на расчетный 2024 год должно составить около 2,1 млн Гкал/год.

24. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Республики Дагестан с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных)

Развитие систем теплоснабжения муниципальных образований осуществляется на основании схем теплоснабжения.

Необходимость разработки схем теплоснабжения городов (поселений) определена Федеральным законом от 27 июля 2010 г. (ред. от 25 июня 2012 г.) № 190-ФЗ «О теплоснабжении». Порядок их разработки и утверждения, а также требования к схемам теплоснабжения утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения». На территории Республики Дагестан расположено 716 муниципальных образований, в числе которых 10 городских округов и 706 поселений, при этом для данных поселений необходимость разработки схемы теплоснабжения отсутствует.

Сводные данные о стадиях разработки схем теплоснабжения по городским округам Республики Дагестан по состоянию на начало 2019 г. представлены в таблице 24.1.

Таблица 24.1. Данные о стадиях разработки схем теплоснабжения по городским округам Республики Дагестан по состоянию на начало 2019 г.

№ п/п	Наименование ГО	Стадия разработки схемы	Документ, утверждающий схему
1	2	3	4
1.	Город Буйнакск	утверждена	постановление администрации городского округа «город Буйнакск» от 18.08.2014 г. № 418
2.	Город Дагестанские Огни	утверждена	Распоряжение главы городского округа «город Дагестанские Огни» от 30.09.2014 г. № 21
3.	Город Дербент	утверждена	постановление администрации городского округа «город Дербент» от 23.04.2015 г. № 201
4.	Город Избербаш	утверждена	постановление администрации городского округа «город Избербаш» от 11.07.2014 г. № 652
5.	Город Каспийск	утверждена	постановление главы городского округа «город Каспийск» от 19.01.2015 г. № 02
6.	Город Кизилюрт	утверждена	решение Собрания депутатов городского округа «город Кизилюрт» от 16.04.2015 г. № 18-06/05
7.	Город Кизляр	утверждена	постановление администрации городского округа «город Кизляр» от 30.09.2014 г. № 542
8.	Город Махачкала	утверждена	приказ Минэнерго России от 31.12.2015 г. № 1065
9.	Город Хасавюрт	утверждена	постановление администрации городского округа «город Хасавюрт» от 31.12.2015 г. № 329п
10.	Город Южно-Сухокумск	утверждена	решение Собрания депутатов городского округа «город Южно-Сухокумск» от 30.03.2015 г. № 347
Всего МО, в которых:			716
утверждены схемы теплоснабжения			10
разработан проект схемы теплоснабжения			0
ведется разработка проекта схемы теплоснабжения			0
опубликовано уведомление о начале разработки схемы теплоснабжения			0
постановление об утверждении схемы теплоснабжения отменено			0
разработка схемы теплоснабжения не требуется			706
информация о разработке и утверждении отсутствует в официальных источниках			

Источник данных: Данные, размещенные на официальных сайтах органов исполнительной власти в сети «Интернет»

В соответствии с данными таблицы 24.1, по состоянию на начало 2019 г. в Республике Дагестан разработано и утверждено 10 схем теплоснабжения (100% от общего количества схем теплоснабжения муниципальных образований, для которых необходима разработка схемы теплоснабжения).

Данные по основным мероприятиям по строительству новых и расширению существующих источников когенерации, крупных котельных Республики Дагестан, запланированные в схемах теплоснабжения муниципальных образований, представлены в таблице 24.2.

Таблица 24.2. Перечень основных мероприятий по развитию источников теплоснабжения, запланированных в схемах теплоснабжения муниципальных образований Республики Дагестан

№ п/п	Наименование МО	Наименование мероприятия согласно материалам схем теплоснабжения	Параметры источников, планируемых к строительству, реконструкции согласно материалам схем теплоснабжения	Намечаемый период (год) реализации мероприятия
1	2	3	4	5
1.	Город Буйнакск	замена морально и физически устаревшего оборудования	котельная ЦРК: 2 котла КВГ – 10 Гкал	до 2020 г.
			котельная ЦТП №5: 2 котла КВГ – 4 Гкал	
			котельная ЖМ «Западный»: 2 котла КВГ – 1,5 Гкал	
			котельная ПМК: Котел ЗИОСАБ –ДОН – 250 - 1 шт.	
			котельная Насосной ул. Ленина, 67 котел ЗИОСАБ-ДОН-750 - 1 шт.	
			котельная дома № 53 ул. Ленина: котел ЗИОСАБ-ДОН – 250 - 1 шт.	
		внедрение автономных систем отопления	блочная квартальная котельная по ул. И.Шамиля ж/домов № 132а, 132б, 136, 138, 140; ул. Лермонтова, № 7б, 7а, 7 котлы ЗИОСАБ-ДОН-750 – 2 шт.	
			установка двух квартальных котельных для ж/домов № 147 по ул. Дахадаева и № 28 по ул. Айвазовского котлы ЗИОСАБ-ДОН-175-2 шт.	
			установка квартальной котельной для ж/домов №55 и 57 по ул. И.Шамиля котлы ЗИОСАБ-ДОН -175-2 шт.	
			установка квартальной котельной для ж/домов № 50, 52 по ул. И.Шамиля и №19 по ул. Чкалова котлы ЗИОСАБ-ДОН-500-2 шт.	
			установка квартальной котельной для ж/домов № 5 по ул. Чкалова котлы ЗИОСАБ-ДОН-125- 2 шт.	
		перевод на автоматическую систему управления котельных	котельная ЦРК котельная ЦТП № 5 котельная Ленина 67 котельная ЖМ «Западный» котельная ПМК	
		внедрение новых технологий водоподготовки – комплексон «Цинк»	котельная ЦРК котельная ЦТП № 5 котельная Ленина 67 котельная ЖМ «Западный» котельная ПМК	
			котельная ж/дома № 2 ул. Аскерханова – 1 шт.	
			котельная ж/дома № 13 ул. М. Атаева – 1 шт.	
			котельная ж/дома № 14 ул. И. Газимагомеда – 1 шт.	

1	2	3	4	5
			котельная ж/дома № 7 ул. Газимагомеда – 1 шт.	
			котельная ж/дома № 34 ул. Буйнакского – 1 шт.	
			котельная ж/домов № 18 ул. С.Габиева, № 23 ул. И.Шамиля – 1 шт.	
			котельная ж/дома № 60 ул. Дахадаева – 1 шт.	
			котельная ж/дома № 6 ул. Али Клыча – 1 шт.	
			котельная ж/дома № 6 ул. Ленина – 1 шт.	
			котельная ж/дома № 53 ул. Ленина, №76 по ул. Н.Ханмурзаева – 1 шт.	
			котельная ж/дома № 58 ул. Ленина – 1 шт.	
			котельная взрослой поликлиники и горнарсуда – 1 шт	
2	Город Дагестанские Огни	Материалы схемы теплоснабжения отсутствуют на официальном сайте городского округа		
3	Город Дербент	строительство новой блочно-модульной котельной	установленная мощность 6,4 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство новой блочно-модульной котельной	установленная мощность 12,9 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство новой блочно-модульной котельной	установленная мощность 12,9 Гкал/ч	до 2028 г.
		техническое перевооружение блочно-модульной котельной «Кобякова» с увеличением установленной мощности	установленная мощность 1,3 Гкал/ч	до 2028 г.
		техническое перевооружение блочно-модульной котельной «Гагарина»	установленная мощность 1 Гкал/ч	до 2028 г.
		техническое перевооружение блочно-модульной котельной с/з «Ленинский» с увеличением установленной мощности	установленная мощность 1,6 Гкал/ч	до 2028 г.
		полная реконструкция котельной «Приморский МКР»	установленная мощность 40,0 Гкал/ч	до 2028 г.
		полная реконструкция котельной «МКР 2»	установленная мощность 16,0 Гкал/ч	до 2028 г.
		полная реконструкция котельной «Универмаг»	установленная мощность 4,8 Гкал/ч	до 2028 г.
		полная реконструкция котельной «Советская»	установленная мощность 1,5 Гкал/ч	до 2028 г.
		полная реконструкция котельной «УОС»	установленная мощность 1,0 Гкал/ч	до 2028 г.
4	Город Избербаш	реконструкция котельной по ул. Маяковского 105а (новая) с увеличением установленной мощности (согласно вариантам 1 и 2 развития системы теплоснабжения, представленным в схеме)	установленная мощность 14,0 Гкал/ч	до 2032 г.
		реконструкция котельной по ул. Маяковского 105а (старая)	установленная мощность 14,0 Гкал/ч	до 2032 г.

1	2	3	4	5
		с увеличением установленной мощности (согласно варианту 1 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)		
		реконструкция котельной по ул. Маяковского 105а (старая) с увеличением установленной мощности (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 8,7 Гкал/ч	до 2032 г.
		строительство мини-ТЭЦ (на базе котельной с сохранением котельной по ул. Маяковского 105а (старая) (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 2 МВТ и 2,3 Гкал/ч	до 2032 г.
		реконструкция котельной по ул. Буйнакского, 101а с увеличением установленной мощности (согласно вариантам 1 и 2 развития системы теплоснабжения, представленным в схеме)	установленная мощность 7,4 Гкал/ч	до 2032 г.
		реконструкция котельной по ул. Азизова с увеличением установленной мощности (согласно вариантам 1 и 2 развития системы теплоснабжения, представленным в схеме)	установленная мощность 5,8 Гкал/ч	до 2032 г.
		реконструкция котельной по ул. Ленина 4 (согласно вариантам 1 и 2 развития системы теплоснабжения, представленным в схеме)	установленная мощность 2,8 Гкал/ч	до 2032 г.
		реконструкция котельной по ул. Буйнакского, 109б с увеличением установленной мощности (согласно вариантам 1 и 2 развития системы теплоснабжения, представленным в схеме)	установленная мощность 2,3 Гкал/ч	до 2032 г.
		реконструкция котельной по ул. Заводская, пер.1 с увеличением установленной мощности (согласно вариантам 1 и 2 развития системы теплоснабжения, представленным в схеме)	установленная мощность 0,9 Гкал/ч	до 2032 г.
		строительство блочной котельной установки в микрорайоне «Центральный» (согласно вариантам 1 и 2 развития системы теплоснабжения, представленным в схеме)	установленная мощность 5,8 Гкал/ч	до 2032 г.
		строительство блочной котельной установки в	установленная мощность 25,6 Гкал/ч	до 2032 г.

1	2	3	4	5
		присоединяемом участке на севере города (согласно вариантам 1 и 2 развития системы теплоснабжения, представленным в схеме)		
		строительство блочной котельной установки на участке «Юг-1» (согласно варианту 1 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 75,6 Гкал/ч	до 2032 г.
		строительство блочной котельной установки на базе двух теплоисточников на участке «Юг-1» (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 37,8 и 37,8 Гкал/ч	до 2032 г.
5	Город Каспийск	строительство котельной (согласно варианту 1 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 7,0 Гкал/ч	до 2030 г.
		строительство котельной (согласно варианту 1 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 7,0 Гкал/ч	до 2030 г.
		строительство котельной (согласно варианту 1 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 6,0 Гкал/ч	до 2030 г.
		строительство котельной (согласно варианту 1 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 15,0 Гкал/ч	до 2030 г.
		строительство котельной (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 6,0 Гкал/ч	до 2030 г.
		строительство котельной (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 10,0 Гкал/ч	до 2030 г.
		строительство котельной (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 6,0 Гкал/ч	до 2030 г.
		строительство котельной (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 16,0 Гкал/ч	до 2030 г.
6	Город Кизилюрт	строительство котельной № 1 по ул. Г.Цадасы, 39 а взамен существующей (согласно вариантам 1 и 2 развития системы теплоснабжения, представленным в схеме)	установленная мощность 4,7 Гкал/ч	в период 2017-2022 гг.
		строительство котельной № 2 по ул. Гагарина, 38 взамен существующей (согласно варианту 1 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 26,2 Гкал/ч	до 2028 г.

1	2	3	4	5
		строительство котельной № 3 по ул. Г. Цадасы, 73 взамен существующей (согласно варианту 1 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 26,2 Гкал/ч	до 2017 г.
		строительство новой котельной №1 МКР-3 (согласно вариантам 1 и 2 развития системы теплоснабжения, представленным в схеме)	установленная мощность 10,5 Гкал/ч	в период 2017-2022 гг.
		строительство котельной № 1 по ул. Гагарина 38 взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 4,7 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной № 2 по ул. Г. Цадасы 10 взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 5,1 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной № 3 по ул. Гагарина, 42 взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 4,7 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной № 4 по ул. Г. Цадасы, 40 взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 10,5 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной СОШ № 1 взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 1,2 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной СОШ №у2 взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 0,5 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной СОШ № 3 взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 0,5 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной СОШ № 4 взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 1,2 Гкал/ч	до 2028 г.

1	2	3	4	5
		строительство котельной СОШ № 5 взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 1,4 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной СОШ № 7 взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 1,4 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной СОШ № 8 взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 1,2 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной СОШ № 9 взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 0,5 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной д/с «Солнышко» взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 0,5 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной д/с «Ласточка» взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 0,5 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной д/с «Дюймовочка» взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 0,5 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной д/с «Светлячок» взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 0,8 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной д/с «Теремок» взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 0,8 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной д/с «Чебурашка» взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 0,8 Гкал/ч	до 2028 г.
		строительство котельной д/с «Красная Шапочка», п. Новый	установленная мощность 0,5 Гкал/ч	до 2028 г.

1	2	3	4	5
		Сулак взамен существующей (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)		
7	Город Кизляр	Материалы схемы теплоснабжения отсутствуют на официальном сайте городского округа		
		реконструкция котельных ООО «Дагестанэнерго» с увеличением мощности (котельная «Пиковая»)	установленная мощность 453 Гкал/ч	н/д
		реконструкция котельных ОАО «Махачкалатепло-энерго»	установленная мощность 360,088 Гкал/ч	н/д
		реконструкция котельных ОАО «Махачкалатепло-сервис»	установленная мощность 124,29 Гкал/ч	н/д
		реконструкция котельных ОАО «Геоэкопром»	установленная мощность 80,15 Гкал/ч	н/д
9	Город Хасавюрт	строительство котельной в мкр. «Водник» взамен существующей (согласно варианту 1 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 7,0 Гкал/ч	до 2020 г.
		строительство котельной «Грозненский переулок» (согласно варианту 1 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 8,1 Гкал/ч	до 2020 г.
		строительство газопоршневой электростанции в мкрн. «Водник» (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 2 МВт и 2,3 Гкал/ч	до 2030 г.
		строительство газопоршневой электростанции «Грозненский переулок» (согласно варианту 2 развития системы теплоснабжения, представленному в схеме)	установленная мощность 2 МВт и 2,3 Гкал/ч	до 2030 г.
		реконструкция котельной школы № 2	установленная мощность 1,2 Гкал/ч	до 2020 г.
		реконструкция котельной школы № 10	установленная мощность 4,7 Гкал/ч	до 2020 г.
		реконструкция котельной «Сказка»	установленная мощность 8,1 Гкал/ч	до 2020 г.
		реконструкция котельной «Восточная»	установленная мощность 4,7 Гкал/ч	до 2020 г.
		реконструкция котельной «Махачкалинское шоссе»	установленная мощность 1,7 Гкал/ч	до 2020 г.
		реконструкция котельной «Красная 3»	установленная мощность 0,8 Гкал/ч	до 2030 г.
		реконструкция котельной «Ирчи Казка»	установленная мощность 0,8 Гкал/ч	до 2020 г.
		реконструкция котельной «Заречная № 43»	установленная мощность 0,5 Гкал/ч	до 2030 г.
		реконструкция котельной «Буйнакского 72»	установленная мощность 0,5 Гкал/ч	до 2030 г.
		реконструкция котельной «Ботаюртовское шоссе»	установленная мощность 2,3 Гкал/ч	до 2020 г.

1	2	3	4	5
		реконструкция котельной «Ручеек»	установленная мощность 5,8 Гкал/ч	до 2020 г.
		реконструкция котельной «Кирпичный завод»	установленная мощность 0,8 Гкал/ч	до 2020 г.
		реконструкция котельной «Речной переулок»	установленная мощность 5,8 Гкал/ч	до 2020 г.
		реконструкция котельной «Бамматюртовское шоссе»	установленная мощность 1,7 Гкал/ч	до 2020 г.
		строительство котельной г. Хасавюрте	установленная мощность 11,6 Гкал/ч	до 2030 г.

Источник данных: Данные, размещенные на официальных сайтах органов исполнительной власти в сети «Интернет»

В качестве наиболее часто указанных предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии в разработанных схемах теплоснабжения рассматриваются:

1) реконструкция источников некомбинированной выработки;

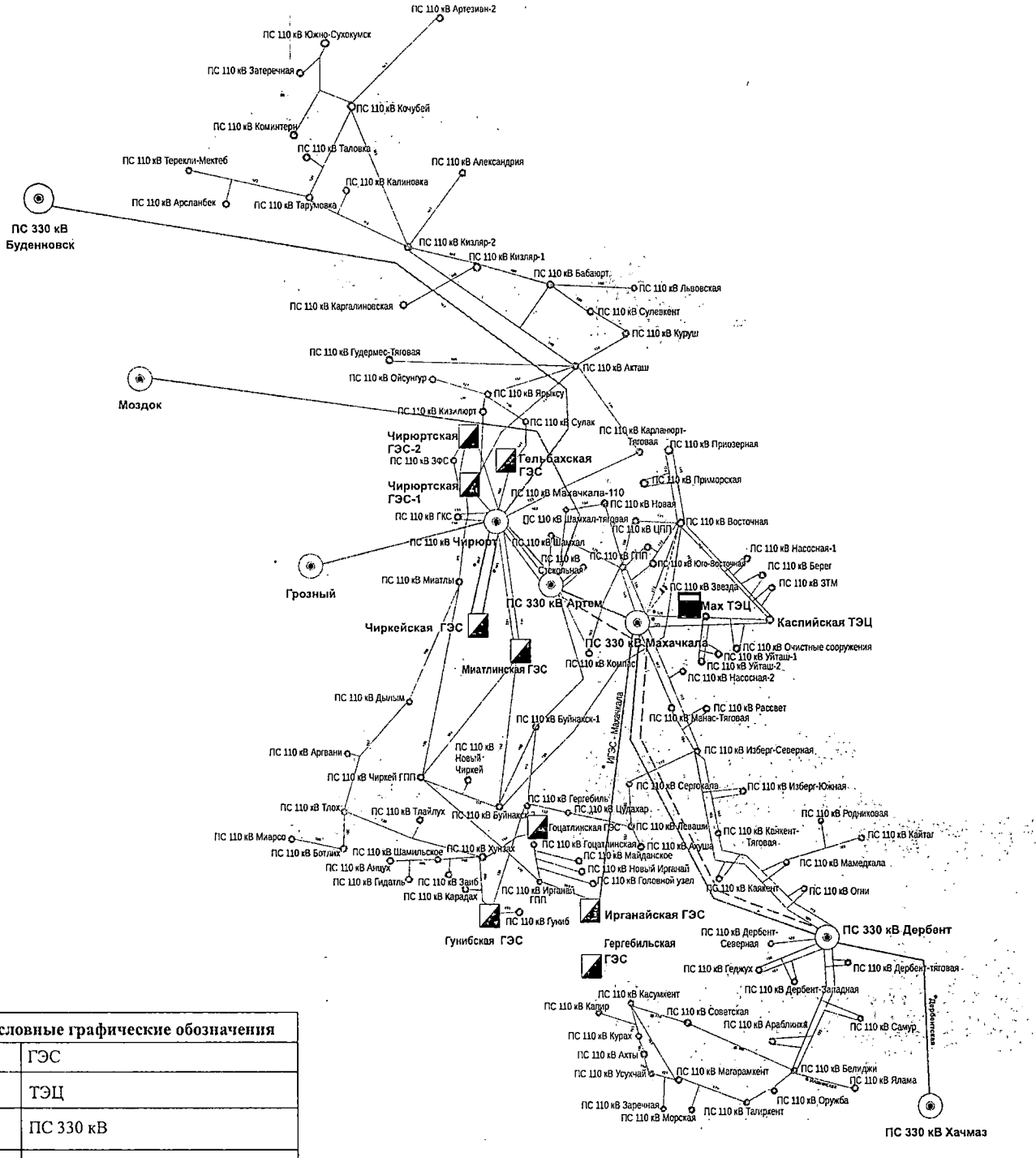
2) строительство новых блочно-модульных котельных взамен существующих источников некомбинированной выработки в связи с истечением нормативного срока эксплуатации последних в случае экономической обоснованности данного строительства.

Приложения

№ приложения	Название приложения
А	Карта-схема на 2020 год. Базовый вариант.
А1	Карта-схема на 2020 год. Оптимистичный вариант.
Б	Карта-схема на 2024 год. Базовый вариант
Б1	Карта-схема на 2024 год. Оптимистичный вариант
В	Принципиальная схема на 2020 год. Базовый вариант.
В1	Принципиальная схема на 2020 год. Оптимистичный вариант.
Г	Принципиальная схема на 2024 год. Базовый вариант.
Г1	Принципиальная схема на 2024 год. Оптимистичный вариант.
1	Электрические расчеты в зимний максимум 2020 года. Базовый вариант.
2	Электрические расчеты в зимний минимум 2020 года. Базовый вариант.
3	Электрические расчеты в летний максимум 2020 года. Базовый вариант.
4	Электрические расчеты в летний минимум 2020 года. Базовый вариант.
5	Электрические расчеты в период паводка. Базовый вариант.
6	Электрические расчеты в зимний максимум 2024 года. Базовый вариант.
7	Электрические расчеты в зимний минимум 2024 года. Базовый вариант.
8	Электрические расчеты в летний максимум 2024 года. Базовый вариант.
9	Электрические расчеты в летний минимум 2024 года. Базовый вариант.
10	Электрические расчеты в зимний максимум 2020 года. Оптимистичный вариант.
11	Электрические расчеты в зимний минимум 2020 года. Оптимистичный вариант.
12	Электрические расчеты в летний максимум 2020 года. Оптимистичный вариант.
13	Электрические расчеты в летний минимум 2020 года. Оптимистичный вариант.
14	Электрические расчеты в зимний максимум 2024 года. Оптимистичный вариант.
15	Электрические расчеты в зимний минимум 2024 года. Оптимистичный вариант.
16	Электрические расчеты в летний максимум 2024 года. Оптимистичный вариант.
17	Электрические расчеты в летний минимум 2024 года. Оптимистичный вариант.

Приложение А

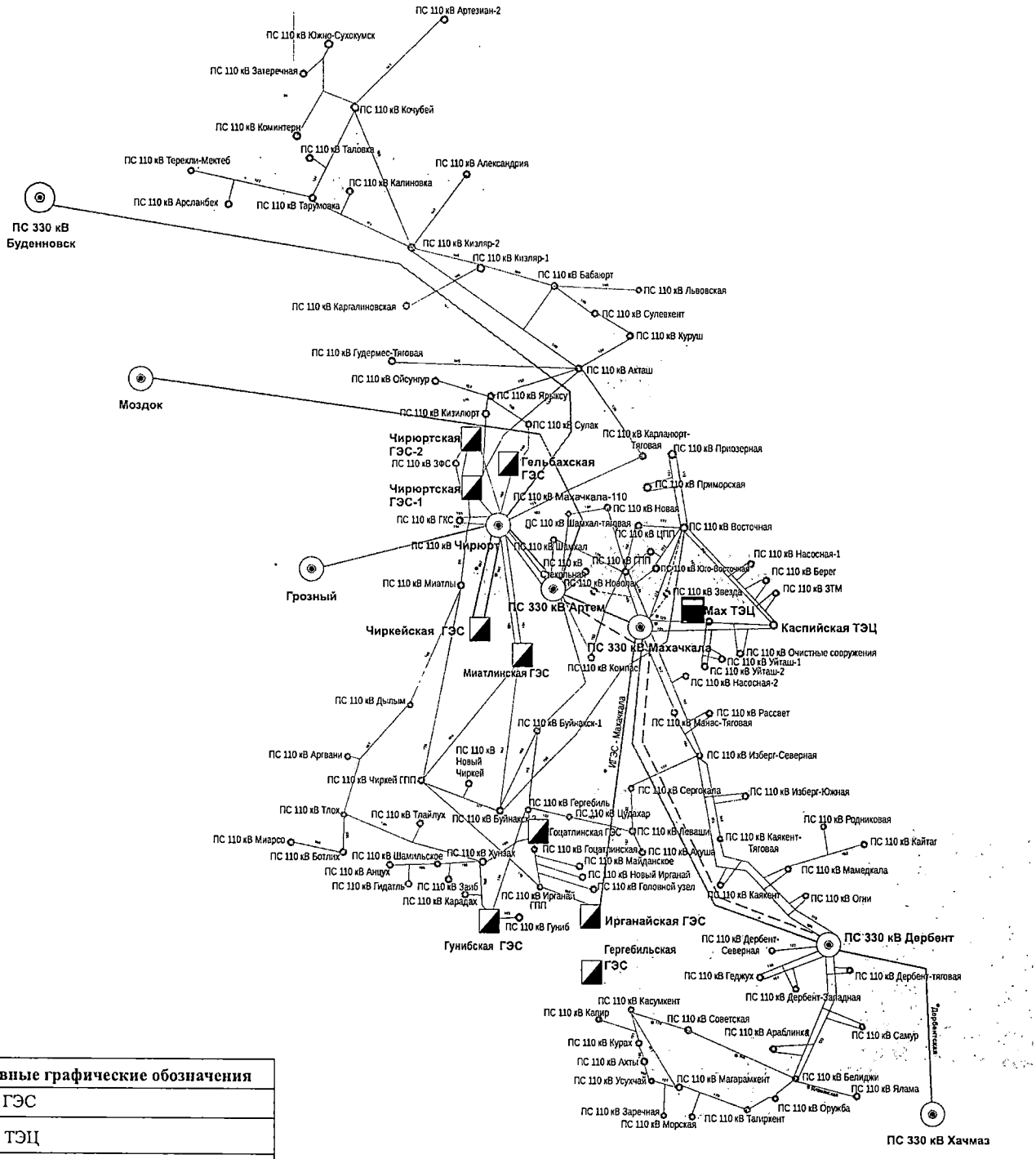
Карта-схема на 2020 год энергосистемы Республики Дагестан. Базовый вариант



Условные графические обозначения	
	ГЭС
	ТЭЦ
	ПС 330 кВ
	ПС 110 кВ
	Перспективные ПС 110 кВ
	ВЛ сети 330 кВ
	ВЛ сети 110 кВ
*	реконструируемые объекты
	перспективные ВЛ сети 330 кВ
	перспективные ВЛ сети 110 кВ

Приложение А1

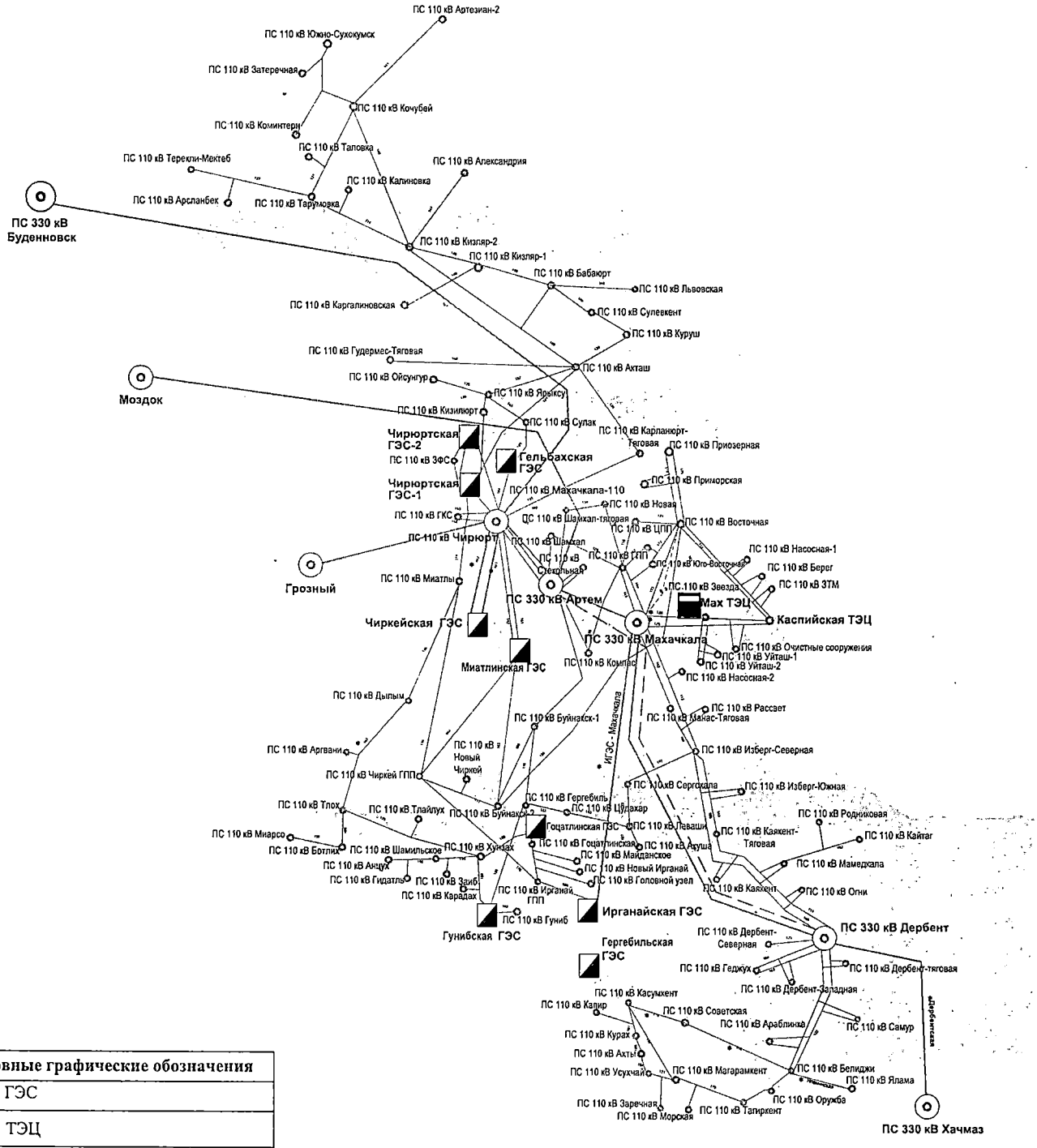
Карта-схема на 2020 год энергосистемы Республики Дагестан. Оптимистичный вариант



Условные графические обозначения	
	ГЭС
	ТЭЦ
	ПС 330 кВ
	ПС 110 кВ
	Перспективные ПС 110 кВ
	ВЛ сети 330 кВ
	ВЛ сети 110 кВ
*	реконструируемые объекты
	перспективные ВЛ сети 330 кВ
	перспективные ВЛ сети 110 кВ

Приложение Б

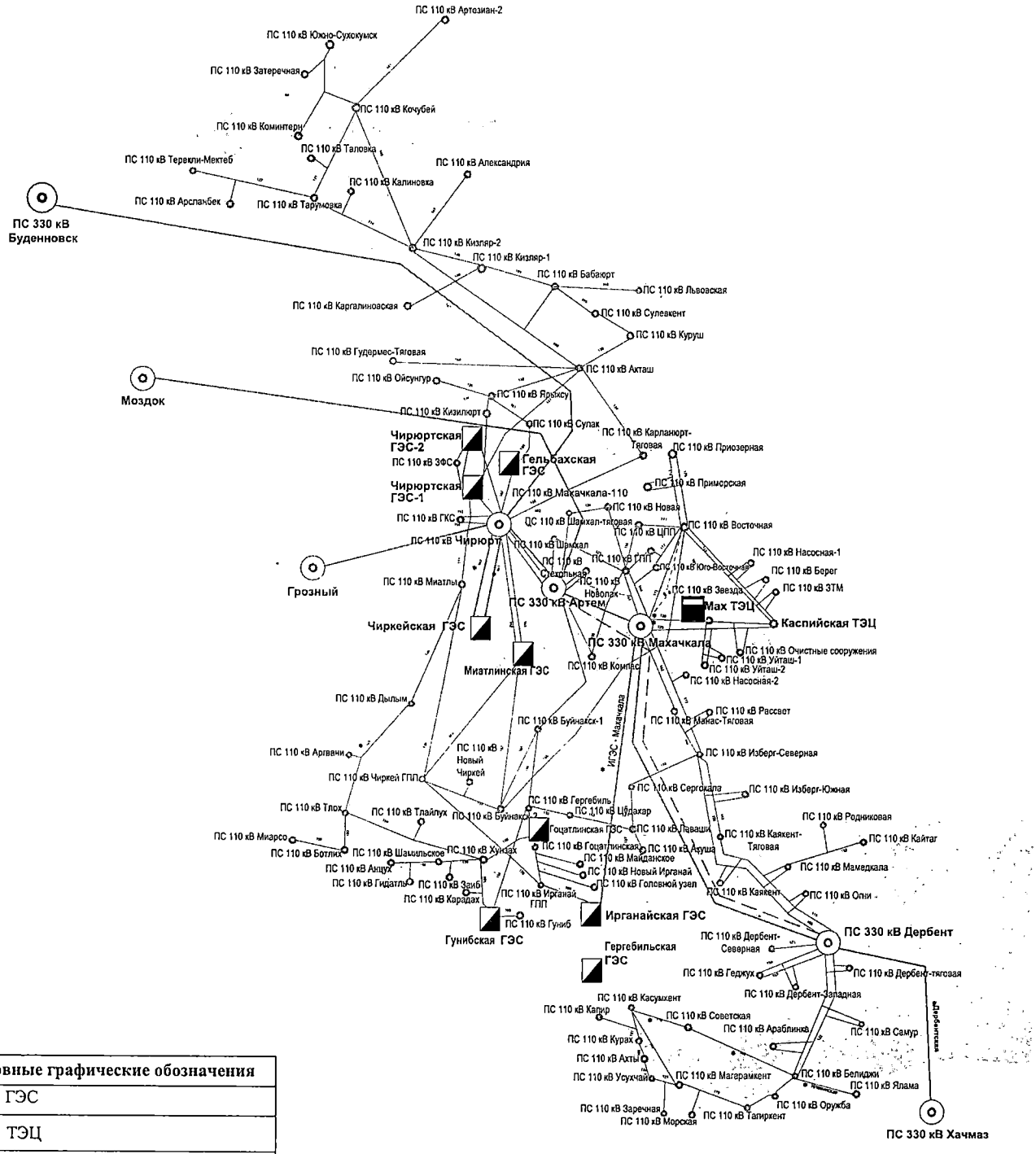
Карта-схема на 2024 год энергосистемы Республики Дагестан. Базовый вариант



Условные графические обозначения	
	ГЭС
	ТЭЦ
	ПС 330 кВ
	ПС 110 кВ
	Перспективные ПС 110 кВ
	ВЛ сети 330 кВ
	ВЛ сети 110 кВ
*	реконструируемые объекты
	перспективные ВЛ сети 330 кВ
	перспективные ВЛ сети 110 кВ

Приложение Б1

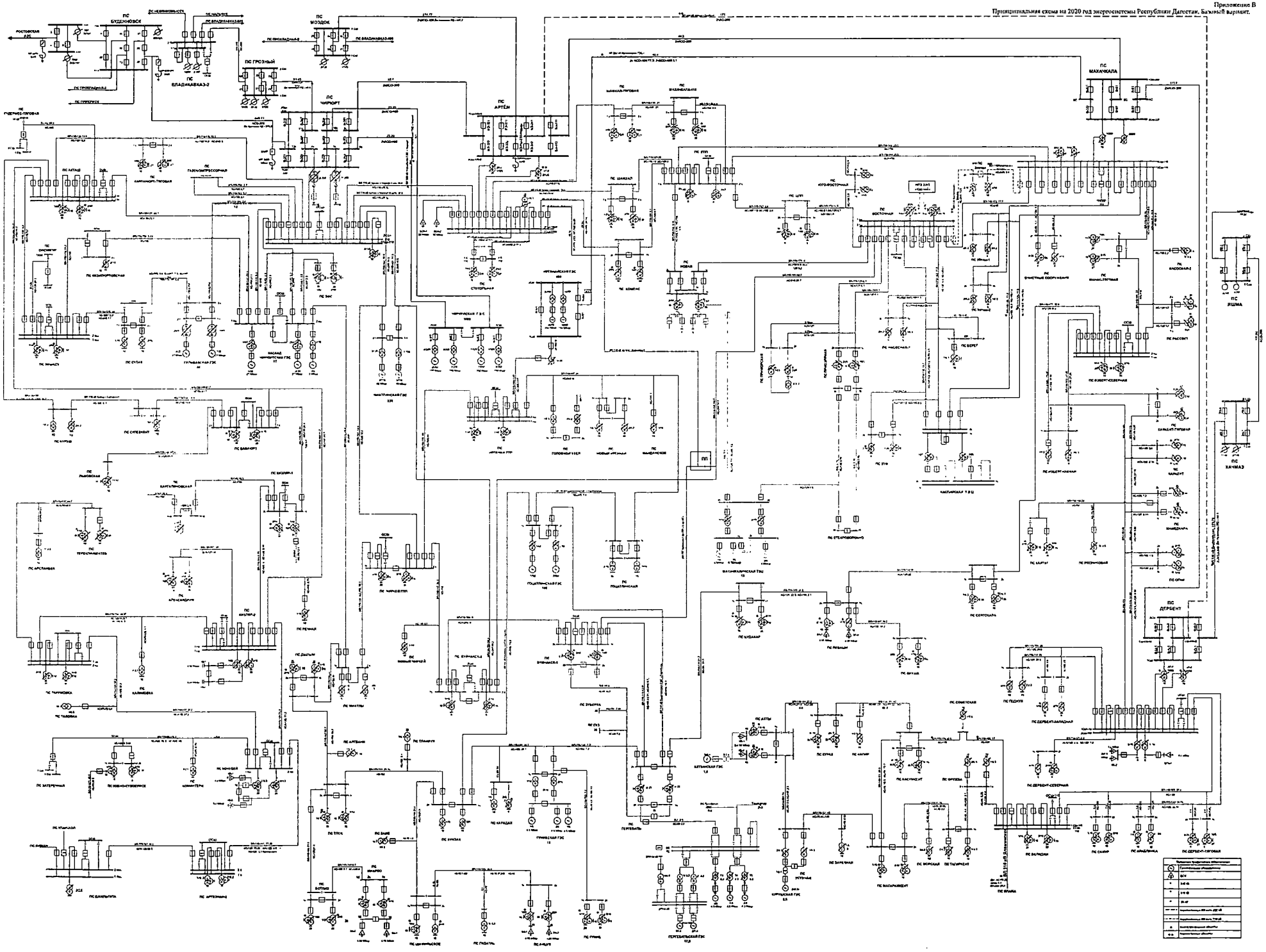
Карта-схема на 2024 год энергосистемы Республики Дагестан. Оптимистичный вариант



Условные графические обозначения	
	ГЭС
	ТЭЦ
	ПС 330 кВ
	ПС 110 кВ
	Перспективные ПС 110 кВ
	ВЛ сети 330 кВ
	ВЛ сети 110 кВ
*	реконструируемые объекты
	перспективные ВЛ сети 330 кВ
	перспективные ВЛ сети 110 кВ

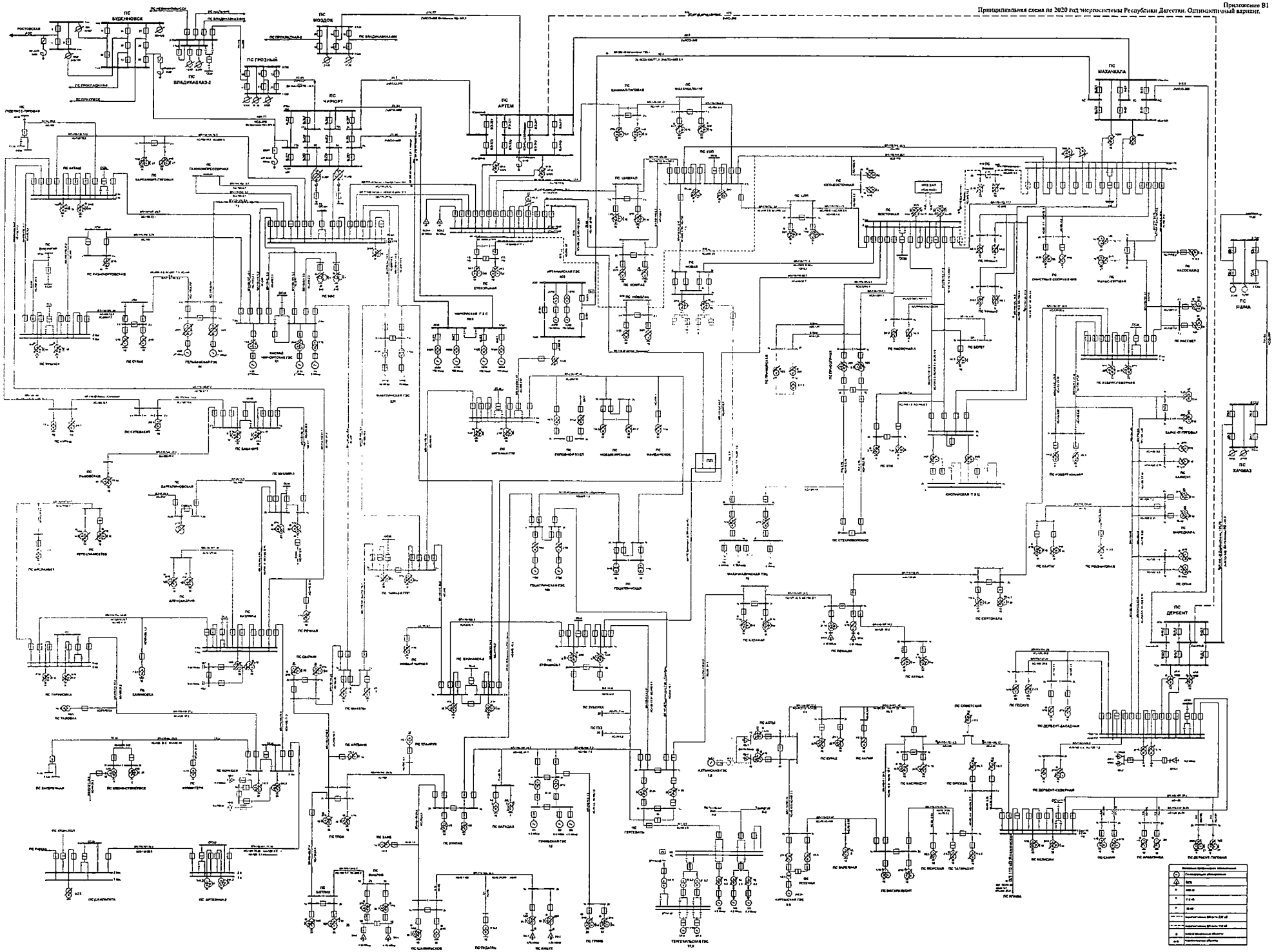
Приложение В

Принципиальная схема на 2020 год энергосистемы Республики Дагестан, Базовый вариант.



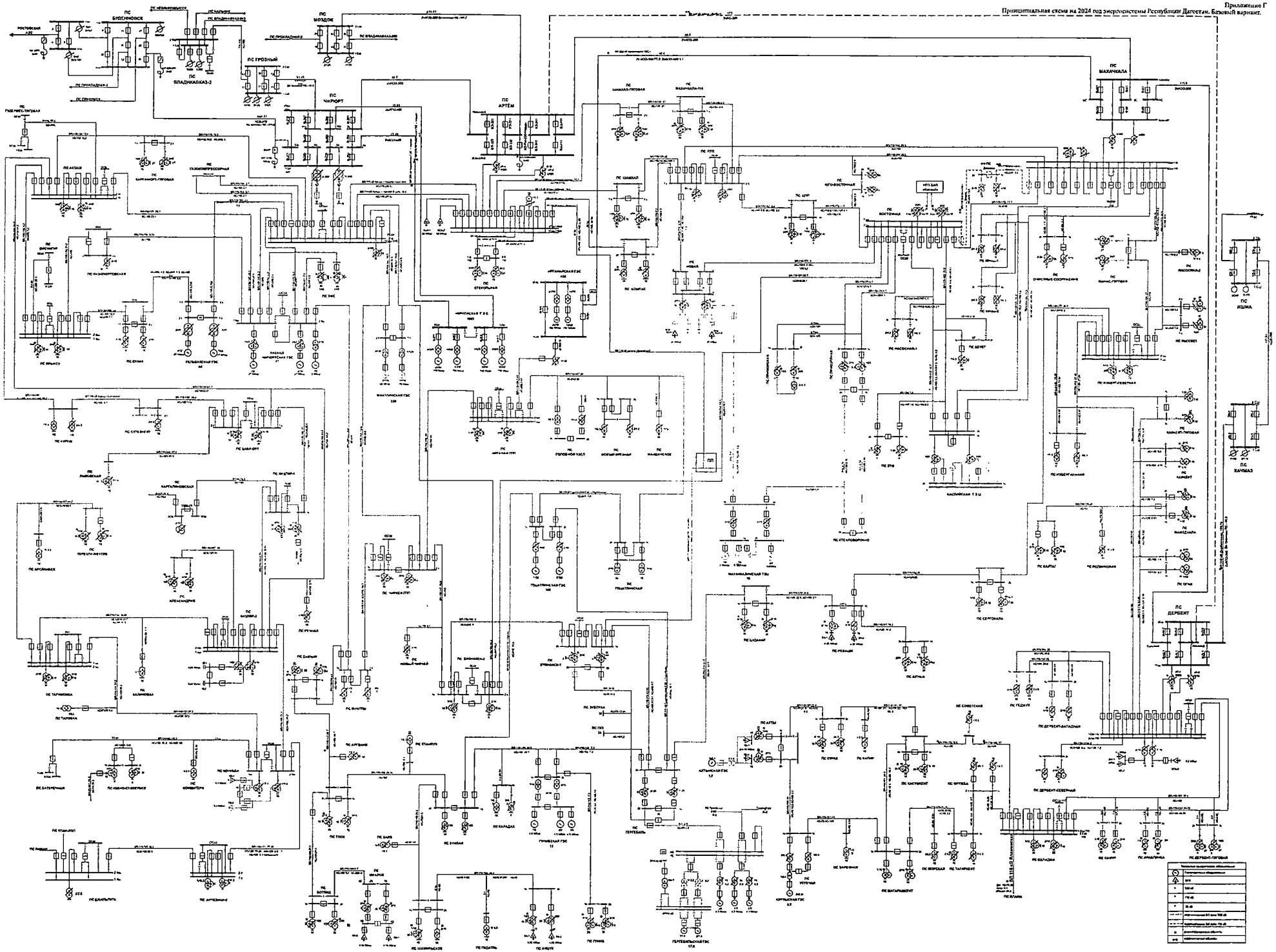
Приложение В1

Принципиальная схема на 2020 год энергосистемы Республики Дагестан. Оптимистичный вариант.

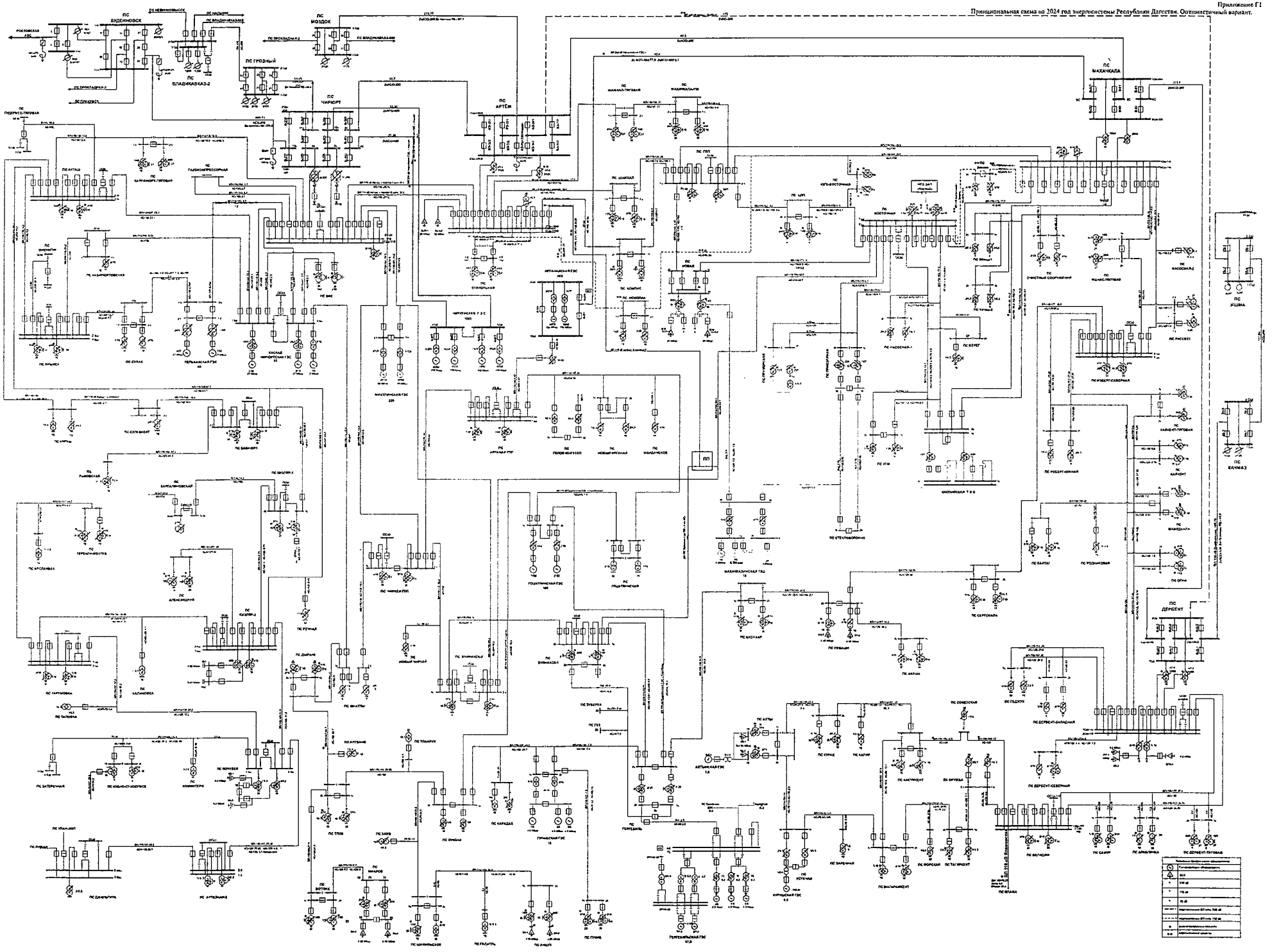


Приложение Г

Принципиальная схема на 2024 год энергосистемы Республики Дагестан. Базовый вариант.


ПС БУДЕННОВСК
ПС МОЗДОК
ПС ГРОЗНЫЙ
ПС ЧИРЮРТ
ПС АРТЁМ
ПС МАХАЧКАЛА
ПС ЮЖНАЯ
ПС ЯШМА
ПС ХАЛМАЗ
ПС ДЕРБЕНТ
ПС ЛЕВАШИ
ПС ЦУНТА
ПС ГЕЛЬБАХ
ПС ГУНИБ
ПС ТЛЯРОС
ПС ТЛЯРАТА
ПС ГОДОБЕРИ
ПС ГОТОВА
ПС ЦУМАДА
ПС ЦУНТИНСКАЯ
ПС ЦУНТА
ПС ЦУНТИНСКАЯ
ПС ЦУНТА
ПС ЦУНТА
ПС ЦУНТА

Принципиальная схема на 2024 год энергосистемы Республики Дагестан. Оптимистичный вариант.



Приложение 1

Базовый вариант.

Зимний максимум 2020 года. Температура окружающей среды – 9°С. Потребление 1304 МВт.

Нормальная схема

Таблица 1.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	400 400	342 411	342 411	503 600	503 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	Все параметры режима в области допустимых значений						1.1.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба		377*	364*	258	239	91,8	1.2.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108)	370		14	255	234	97,6	1.3.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107)	196	171	158		487	98,5	1.4.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)	196	170	157	486		98,9	1.5.

* Для ликвидации перегруза ВЛ-110-108 и ВЛ-110-178 необходимо ввести ГВО до 6 МВт.

Таблица 1.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Уйташ-1	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	630 791	600 600	630 791	780 915	1200 1206	88,6 84,7	
Аварийное откл. 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала	590	566	453	627	881	101,9	1.6.

Таблица 1.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-139	ВЛ 110 кВ Куруш-Сулевкент	ВЛ-110-169	ВЛ-110-109	ВЛ-110-146	ВЛ-110-140	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Александрия	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	600 600	787 946	581 600	426 512	503 600	581 600	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139)		22	31	162	6	518	94,7	1.7.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	520	500	491	340	174		92,0	1.8.

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 1.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	1200 1406	1200 1406	630 791	600 600	630 791	780 915	1200 1206	503 600	503 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	1165	634	396	348	289	474	776	285	231	93,0	1.9.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала		778	643*	626*	498	665	904	440	363	78,8*	1.10.
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент	1217**	1116	406	359	297	486	782	241	192	92,2	1.11.
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	1265**	637	385	335	279	521	889	289	235	93,1	1.12.

* Для ликвидации перегруза сверх АДТН ВЛ 110 кВ Артем – Компас и ликвидации снижения напряжения на ПС 110 кВ Цудахар необходимо перенести разрыв на транзите 110 кВ «Гергебиль-Изберг-Северная» на В-177 ПС 110 кВ Изберг-Северная

** Для ликвидации перегруза сверх ДДТН АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала необходимо перенести разрыв на транзите 110 кВ «Гергебиль-Изберг-Северная» на В-177 ПС 110 кВ Изберг-Северная.

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 1.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	780 915	808 839	1200 1206	630 791	630 791	88,6 84,7	
Нормальный режим	498	522	1112	40	37	103,4	1.13.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем	699	539	1208*	87	82	103,6	1.14.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	564	556	1170	62	58	103,2	1.15.
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	552		1294*	29	30	101,7	1.16.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт	752	713		297	283	94,8	1.17.

* Перегруз АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт ликвидируется загрузкой ГЭС.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал

Таблица 1.6

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	600 600	630 791	
Нормальный режим	378	311	1.18.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Компас		424	1.19.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	492		1.20.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	494	397	1.21.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Компас

Таблица 1.7

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	630 791	630 791	
Нормальный режим	410	301	1.22.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	515	389	1.23.

Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173)

Таблица 1.8

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-125	ВЛ-110-126	ВЛ-110-144	ВЛ-110-145	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	400 400	400 400	544 600	544 600	
Нормальный режим	293	265	190	180	1.24.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126)	461*	0	221	211	1.25.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125)	0	449*	225	215	1.26.

* Для ликвидации перегруза ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126) и ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125) необходимо:

- Загрузить Г-1 Миатлинской ГЭС до 110 МВт;
- Отключить В-161 на ПС 330 кВ Чирюрт;
- Отключить СВ-110 на ПС 110 кВ Буйнакск-2.

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 1.9

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	581 600	581 600	600 600	600 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	521	506	541	130	102,5	1.27.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)		831*	766*	73	96,9	1.28.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	801*		793*	98	97,2	1.29.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	770*	833*		641	97,2	1.30.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго)

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 1.10

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	581 600	600 600	600 600	600 600	787 946	88,6 84,7	
Нормальный режим	558	439	304	567	458	102,2	1.31.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	790*	328	0	457	349	98,2	1.32.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	0	738*	840*	867*	754*	95,3	1.33.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго, Ставропольэнерго)

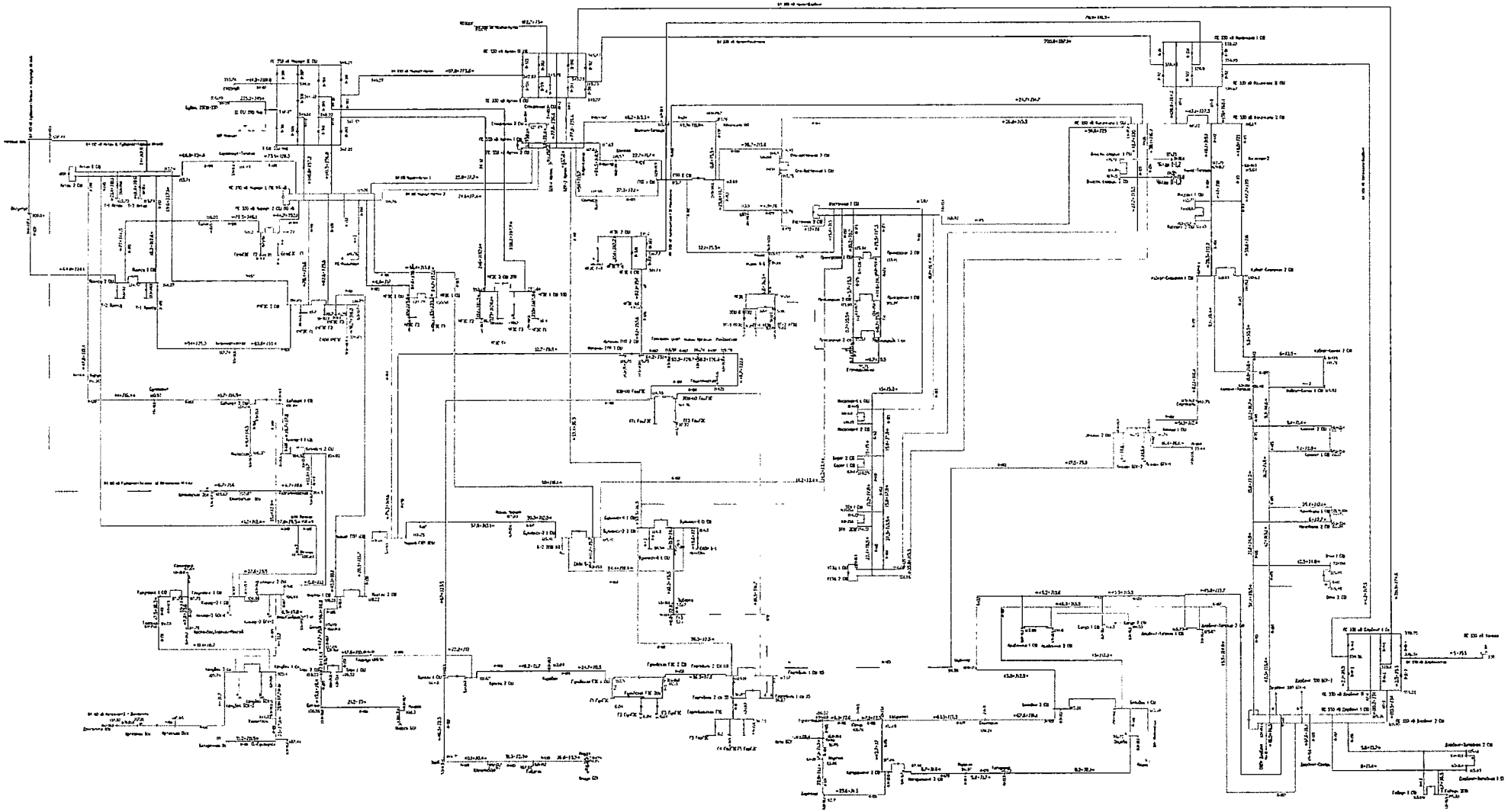


Рисунок 1.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Нормальная схема. Нормальный режим.

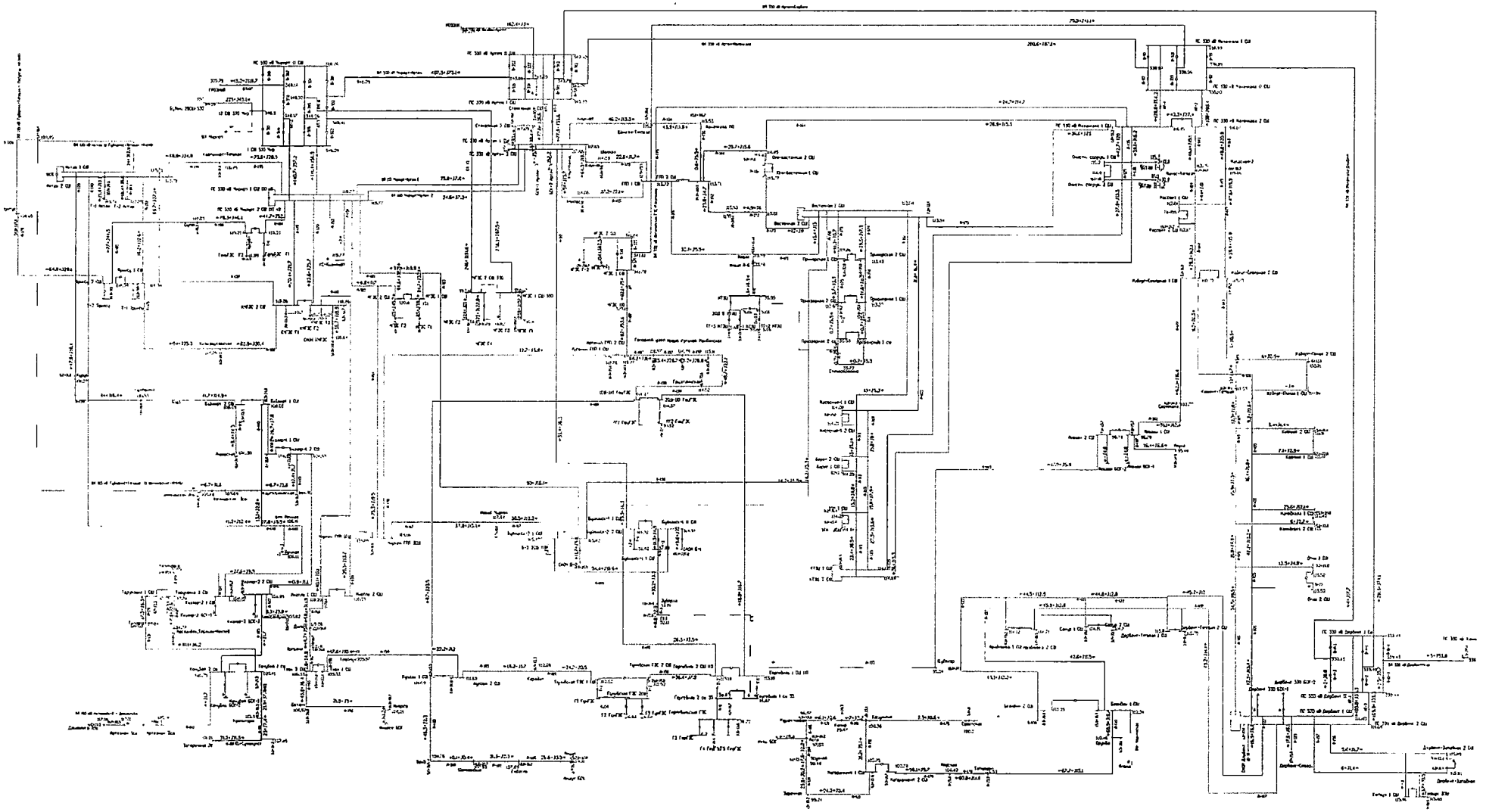


Рисунок 1.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

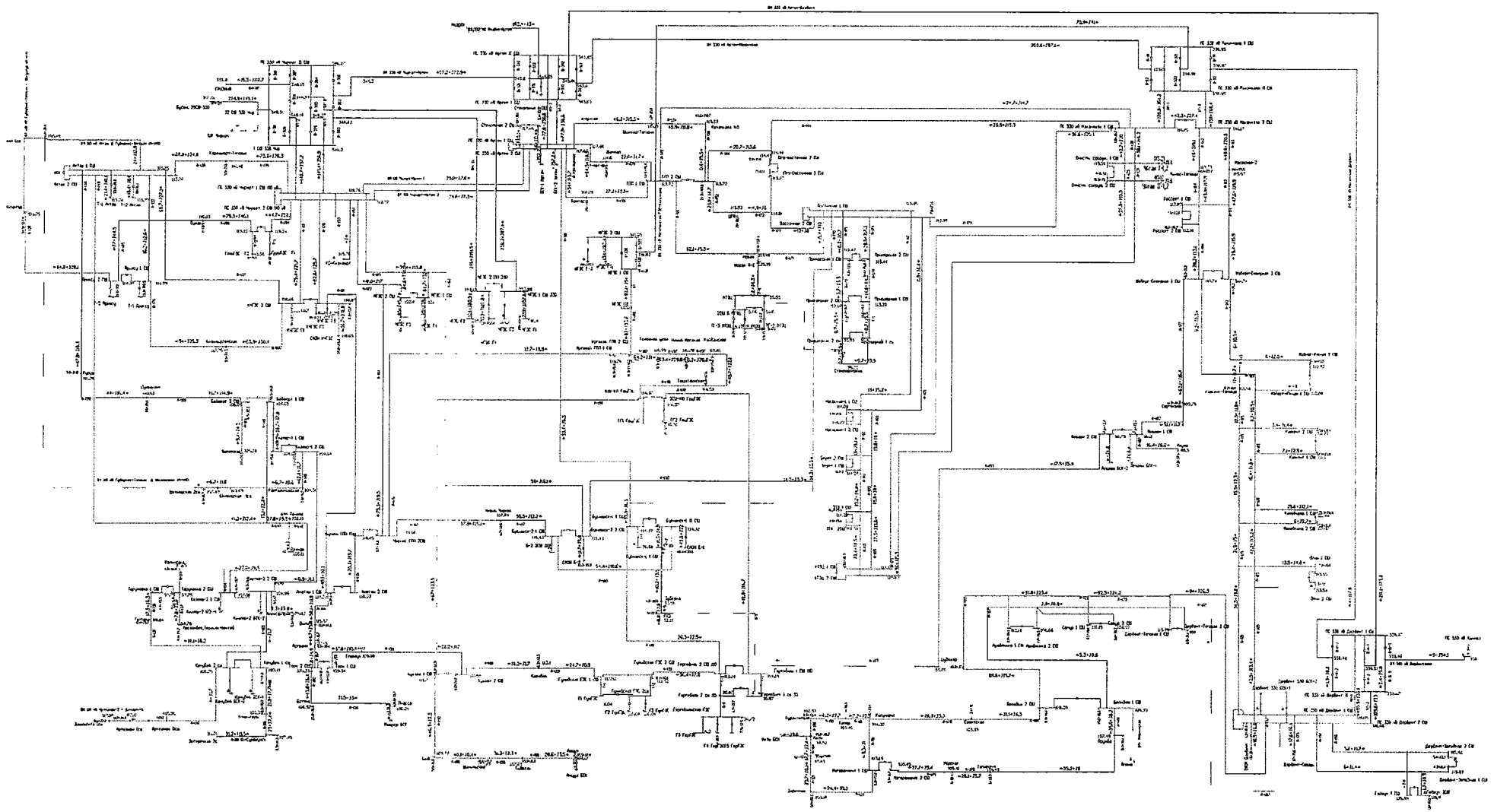


Рисунок 1.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) в нормальной схеме.

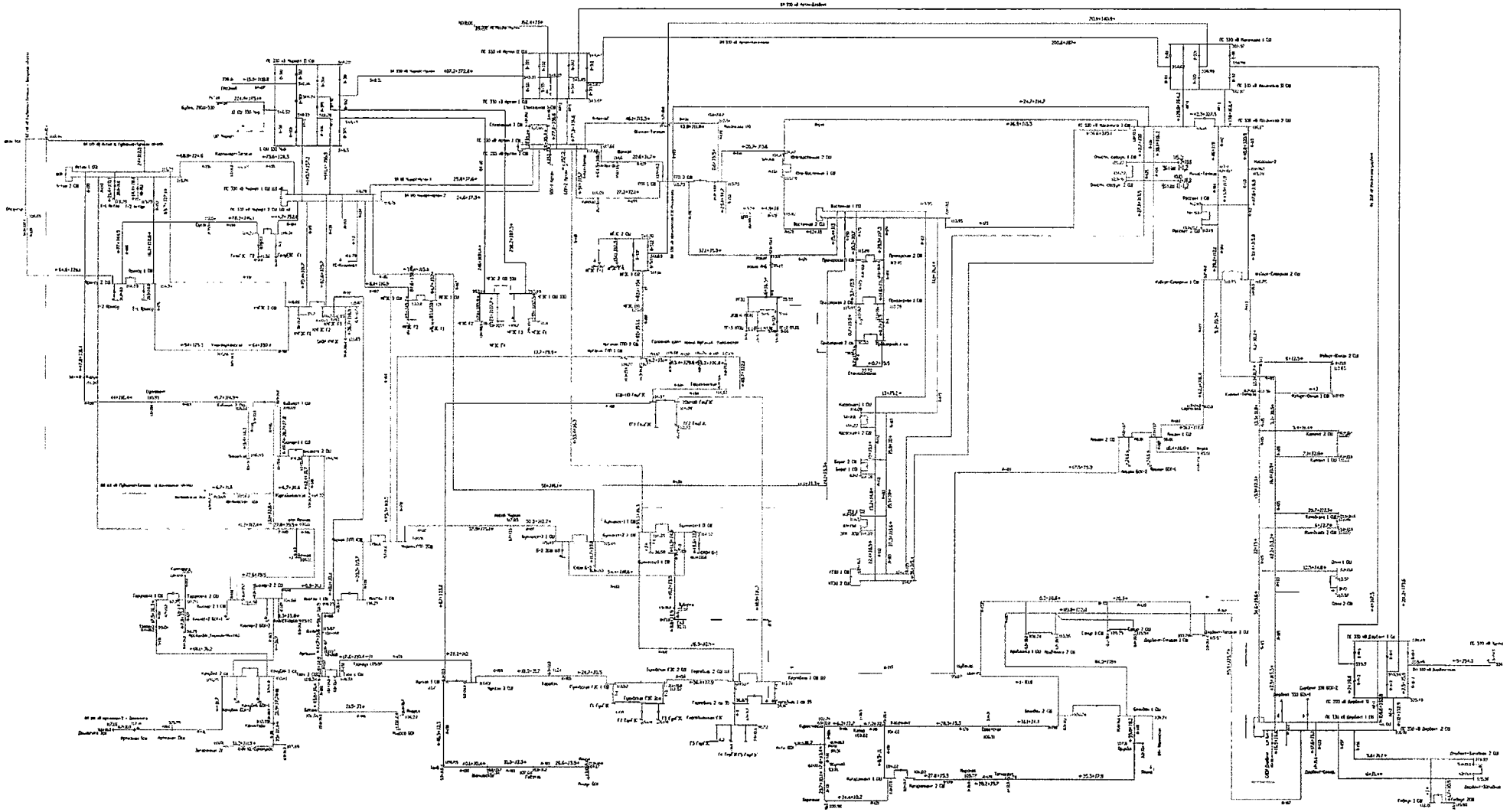


Рисунок 1.4 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) в нормальной схеме.

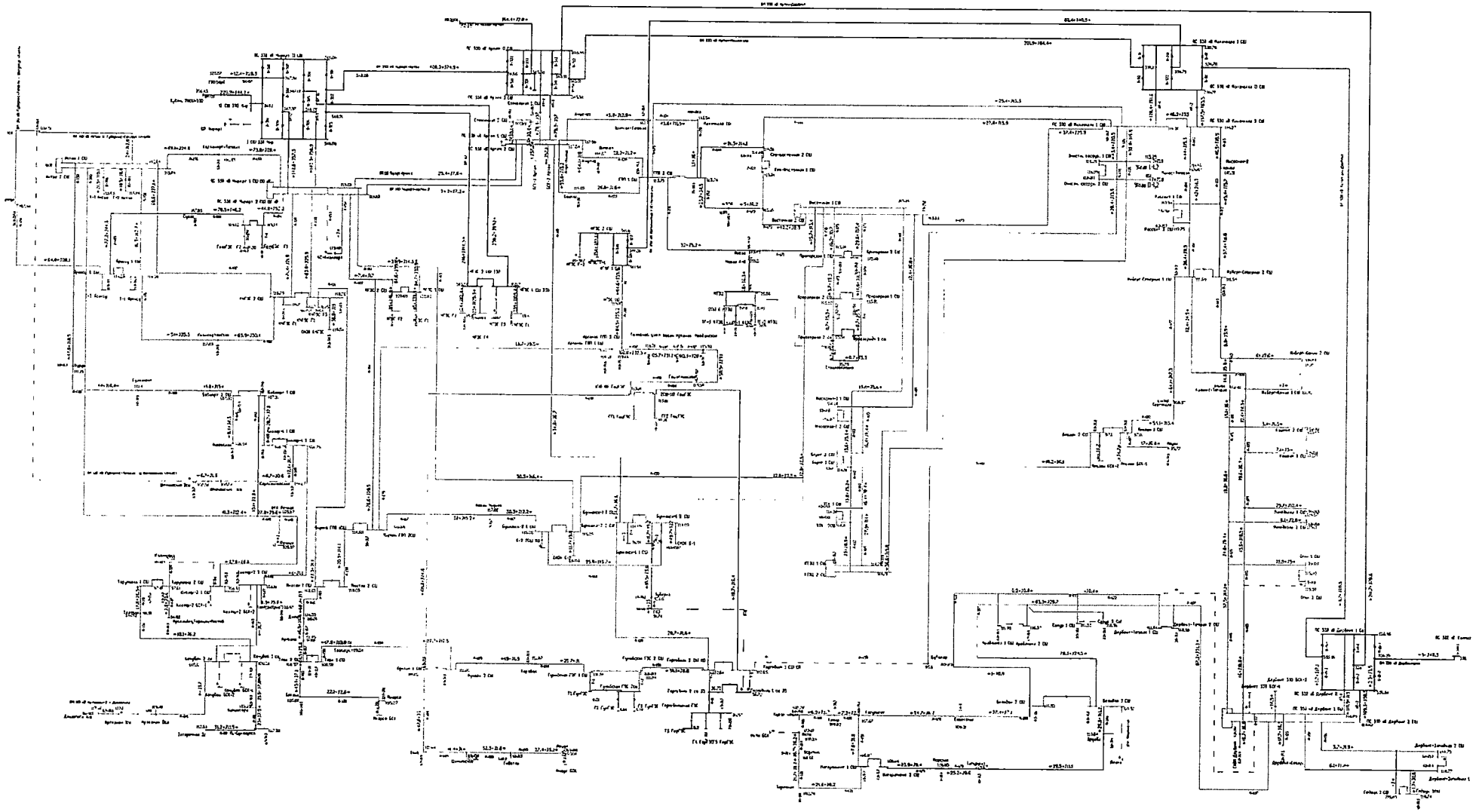


Рисунок 1.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) в нормальной схеме.

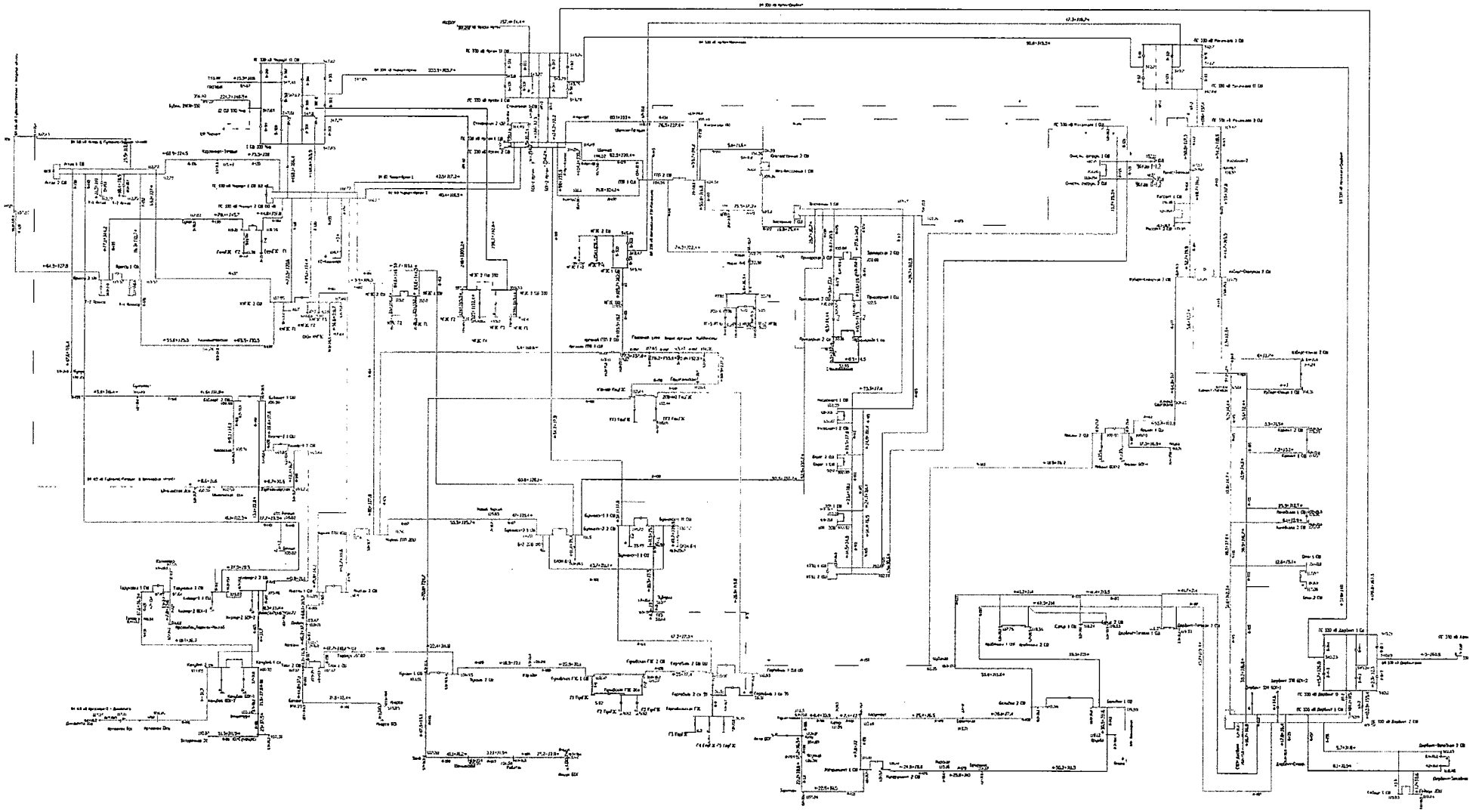


Рисунок 1.6 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме.

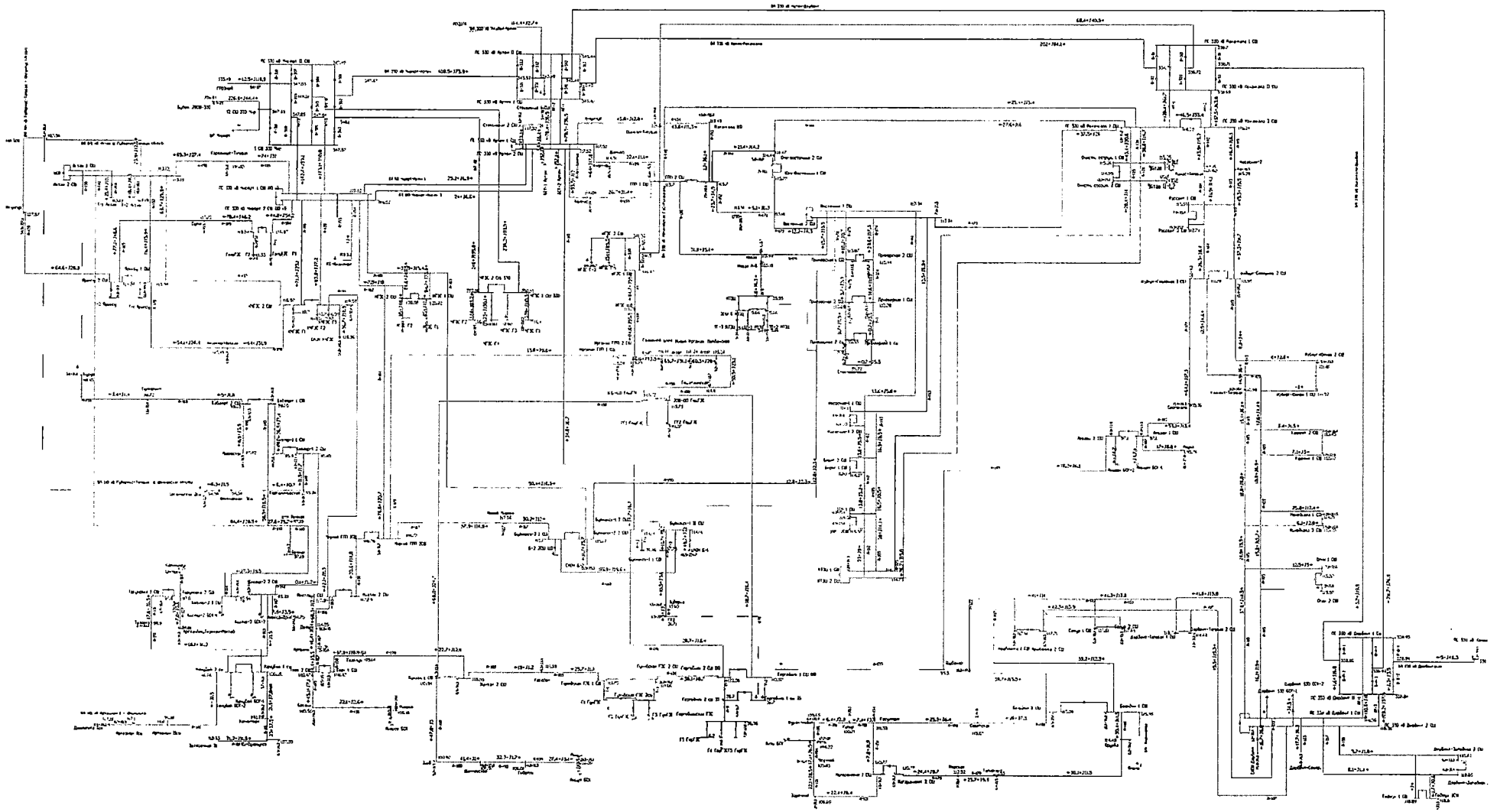


Рисунок 1.7 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) в нормальной схеме.

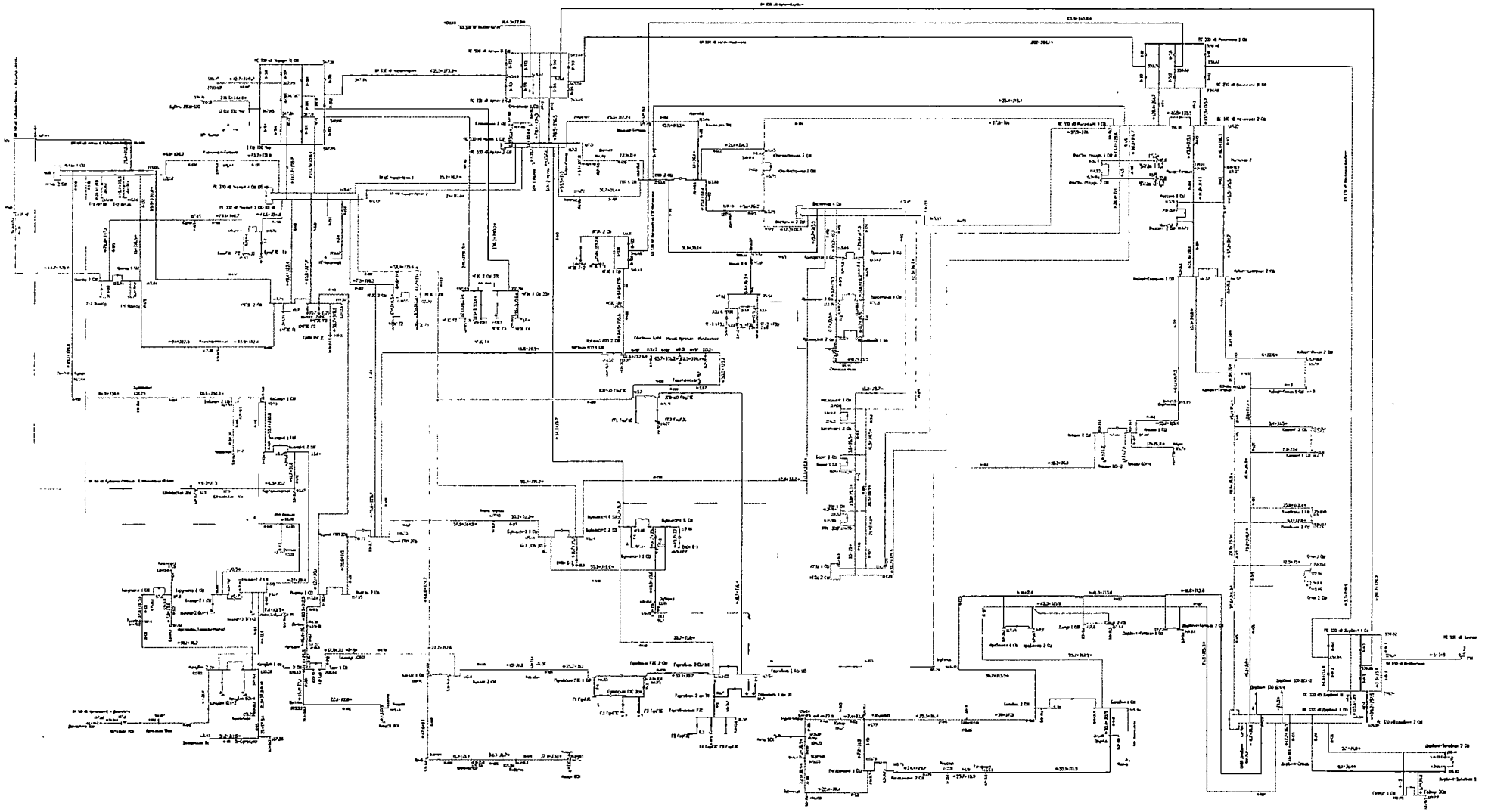


Рисунок 1.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) в нормальной схеме.

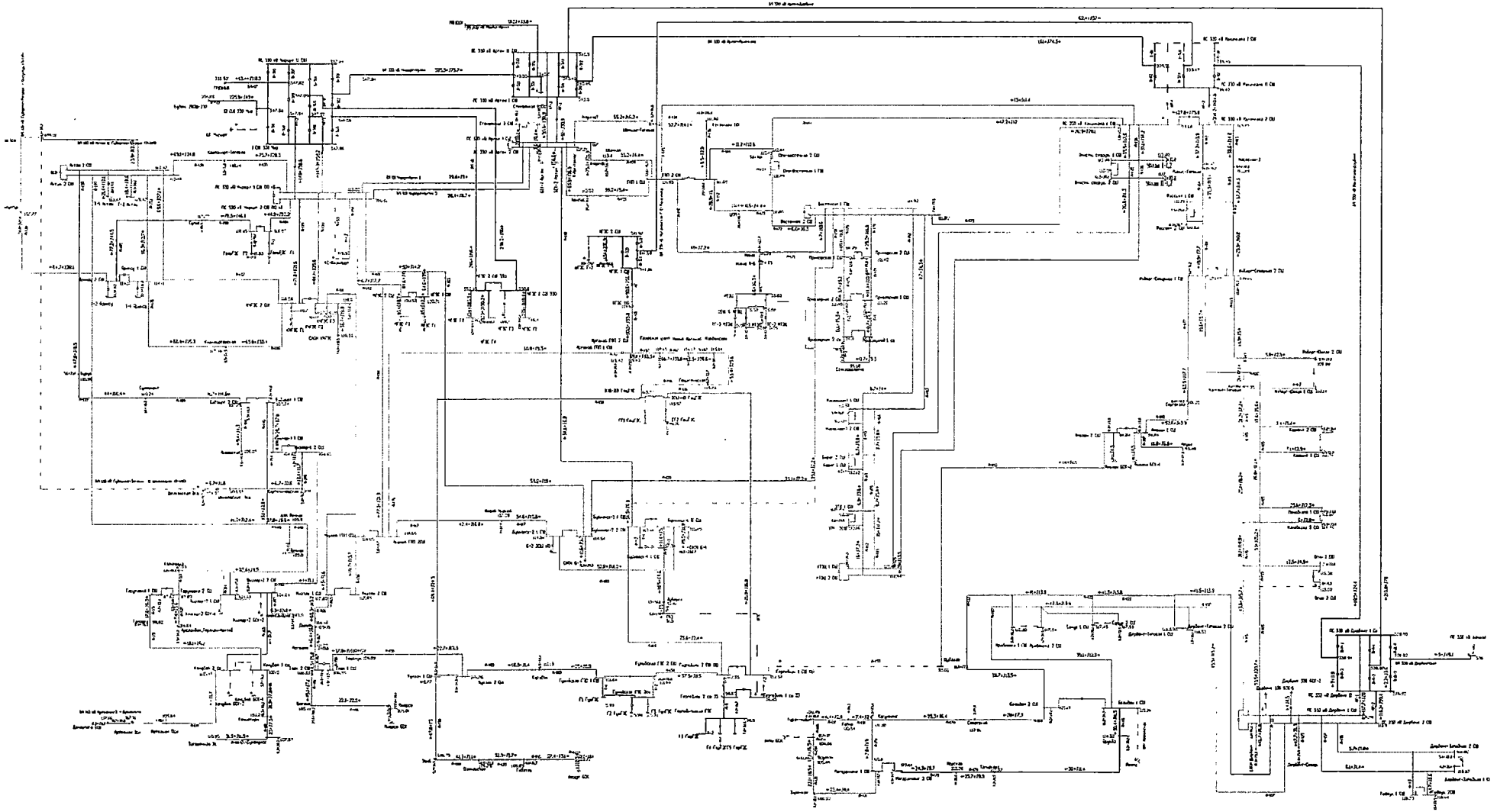


Рисунок 1.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

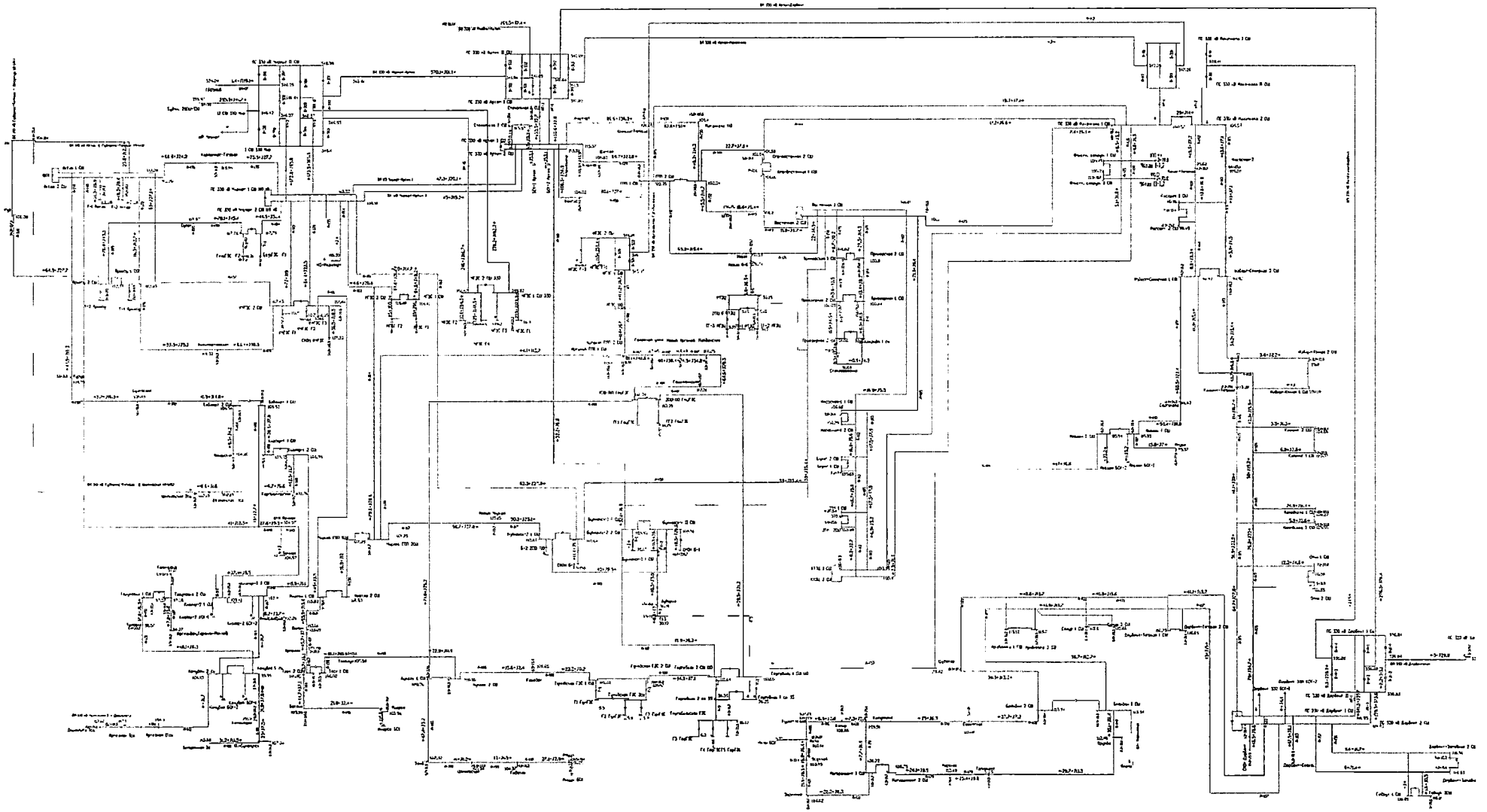


Рисунок 1.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

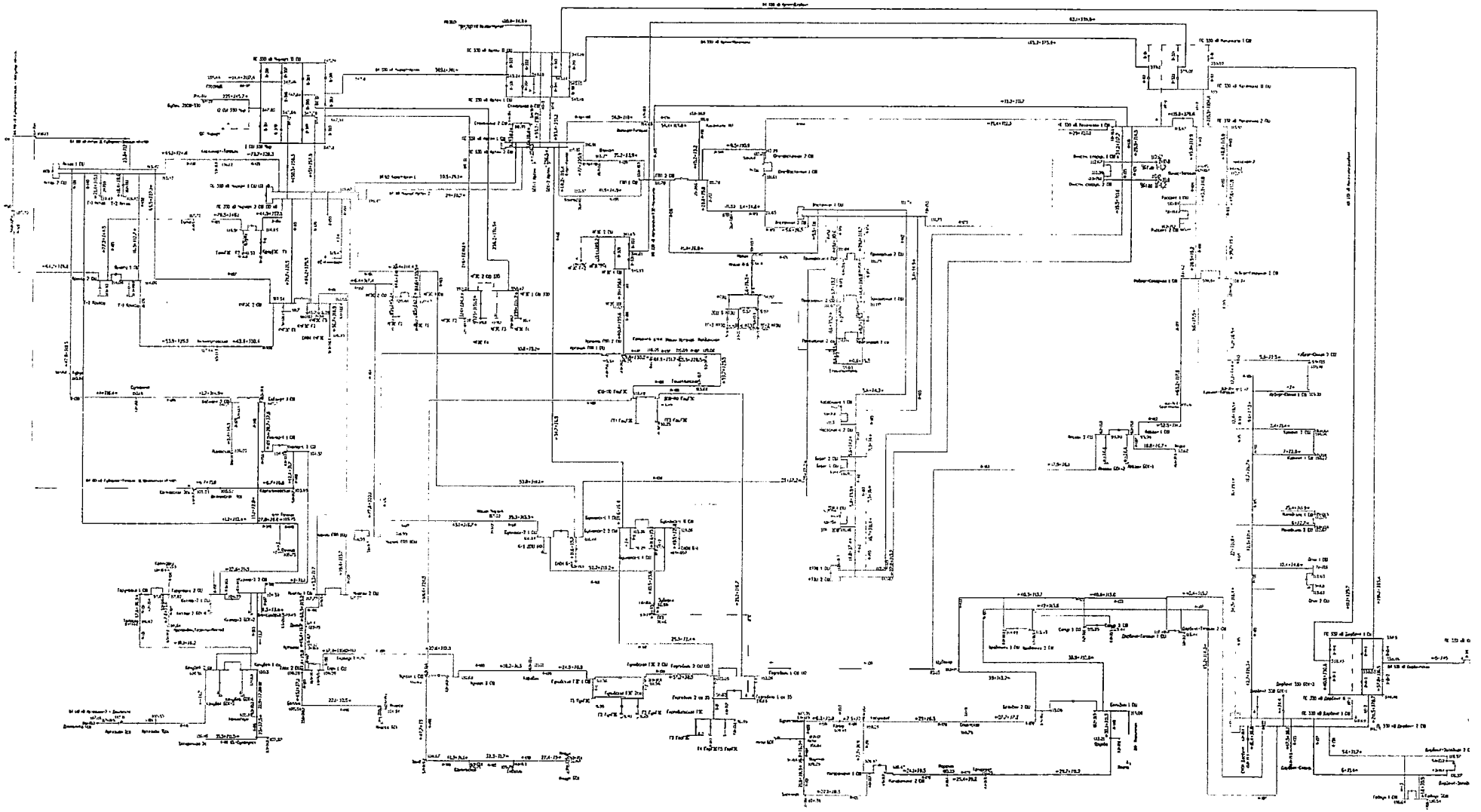


Рисунок 1.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

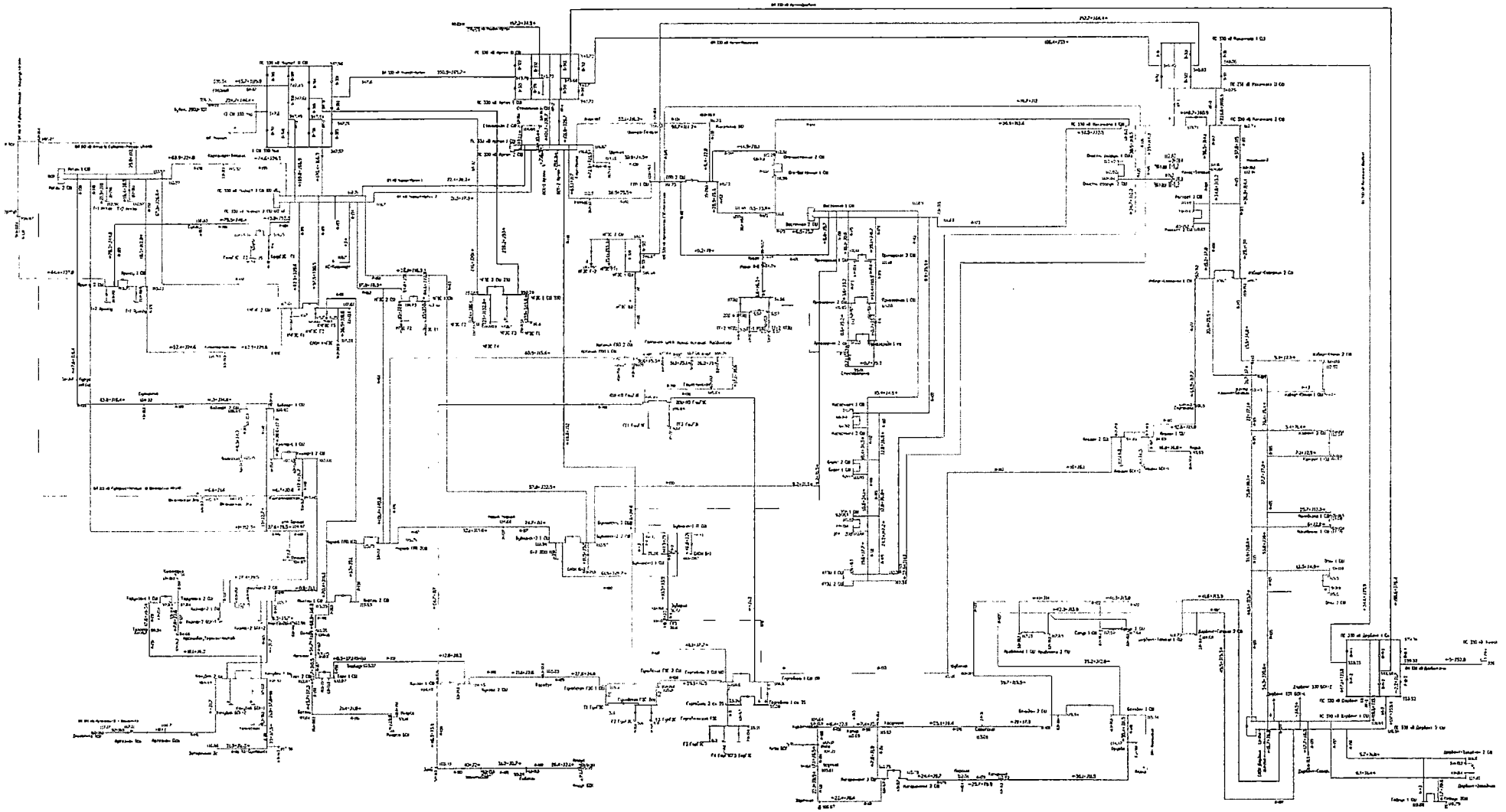


Рисунок 1.12 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

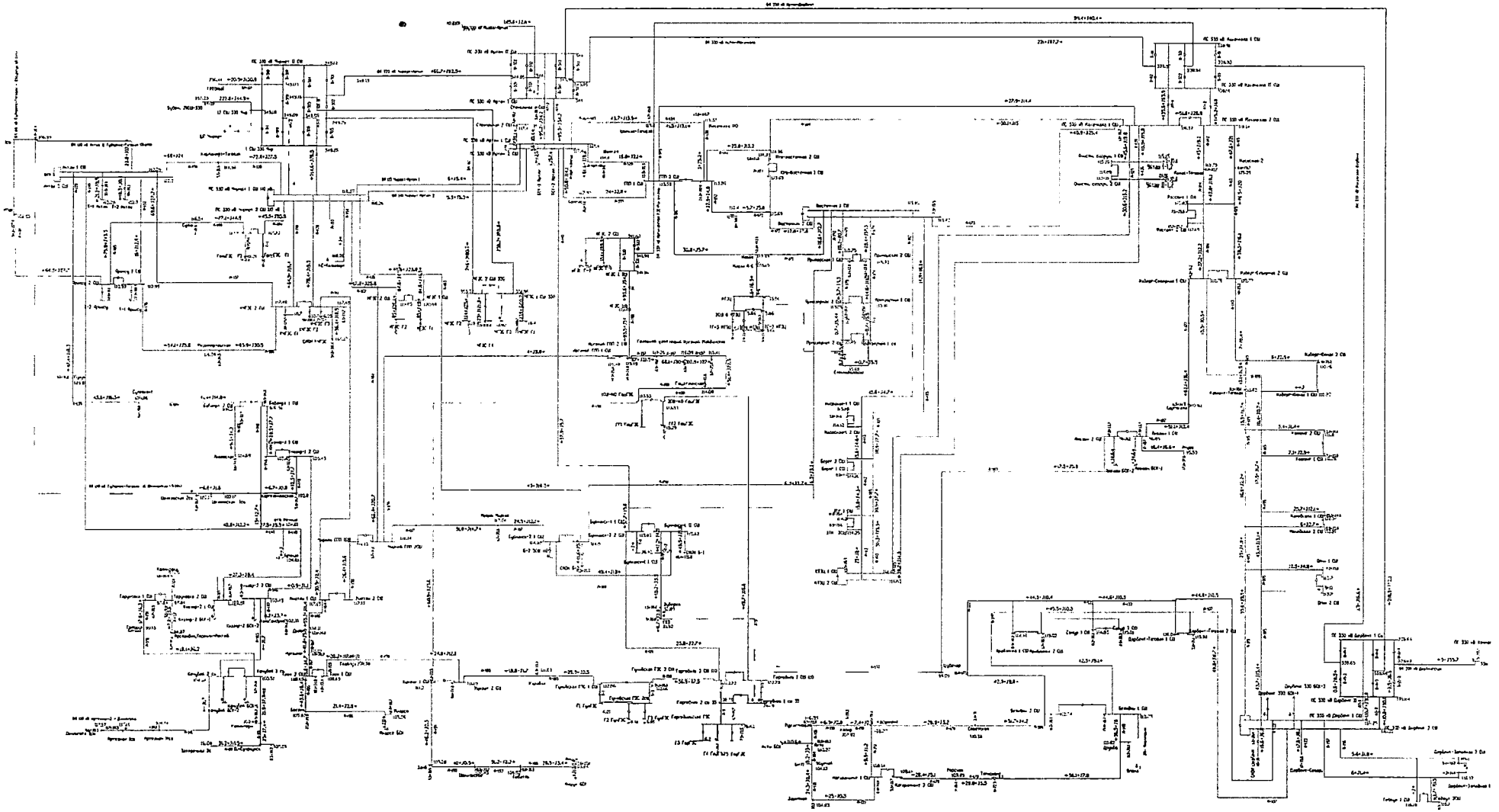


Рисунок 1.13 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Схема ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт. Нормальный режим.

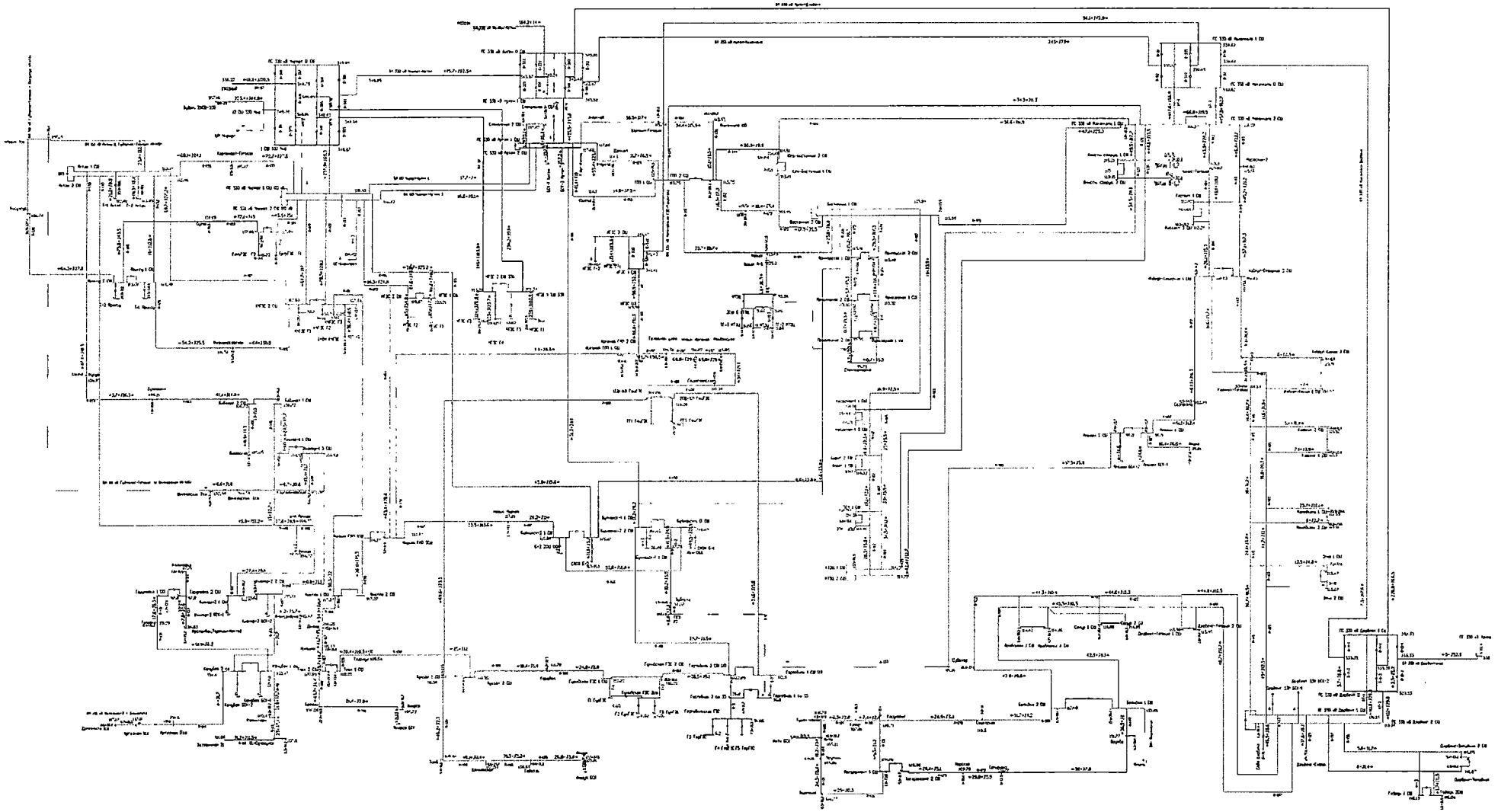


Рисунок 1.14 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

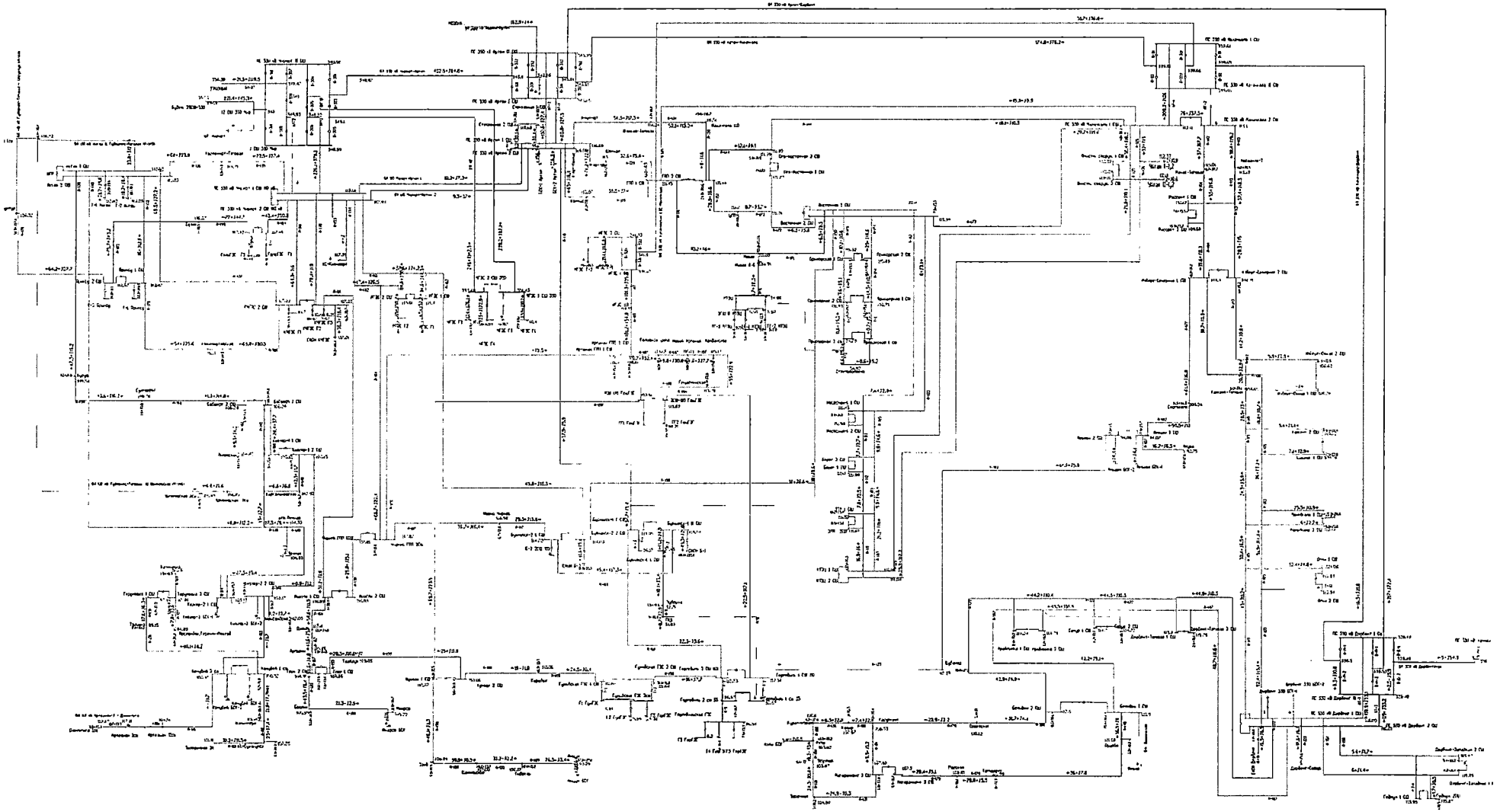


Рисунок 1.15 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

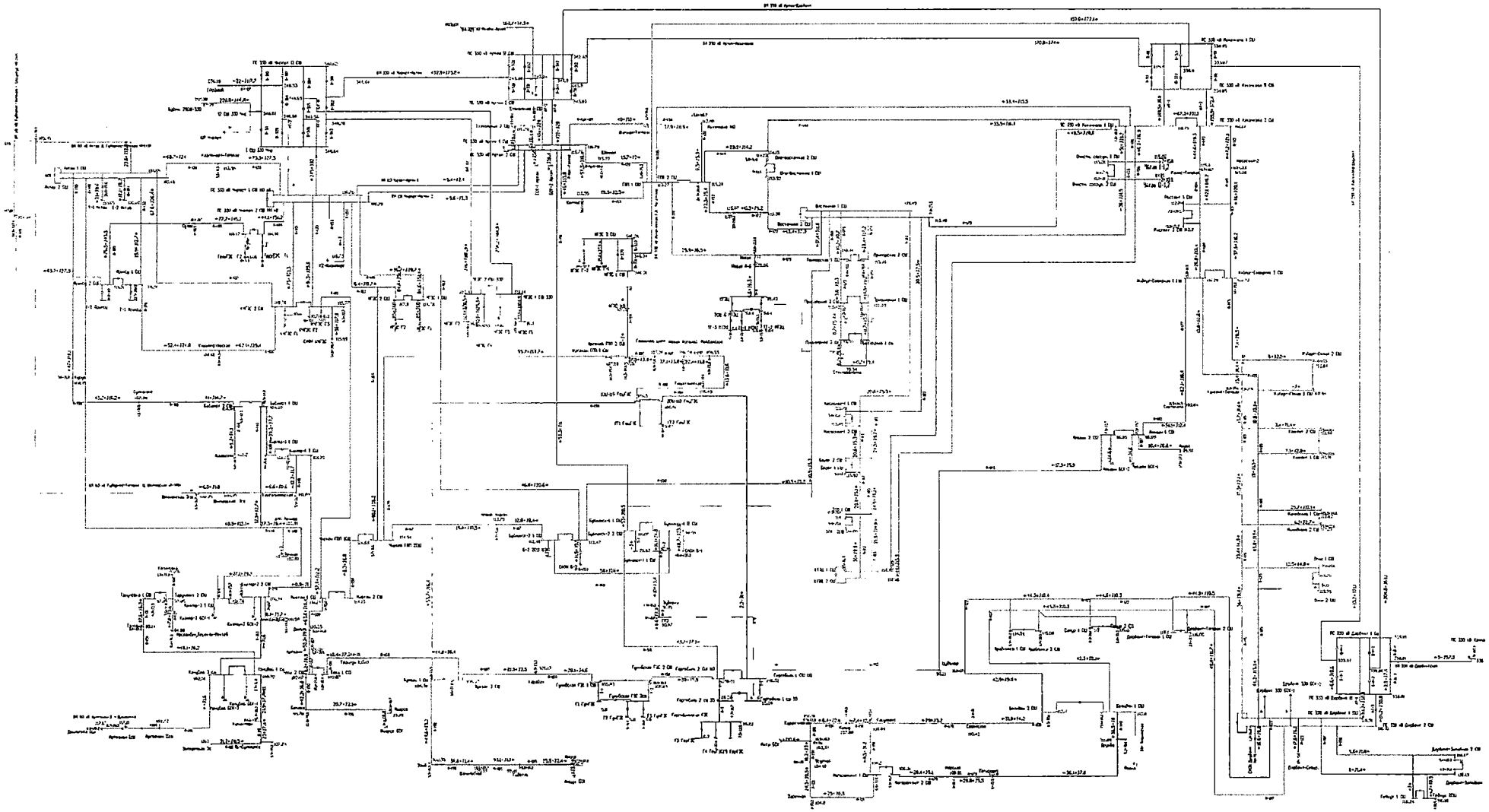


Рисунок 1.16 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

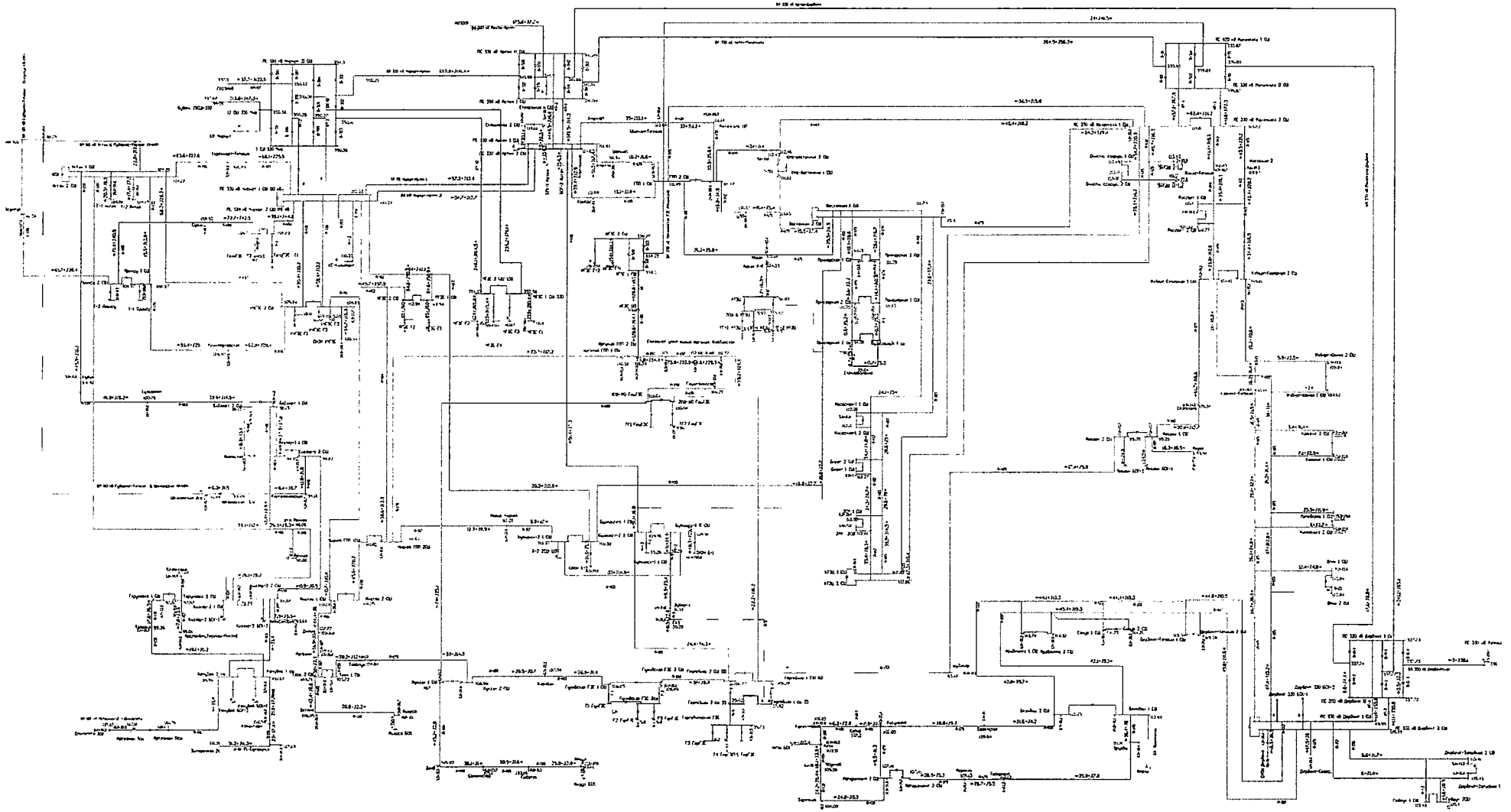


Рисунок 1.17 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

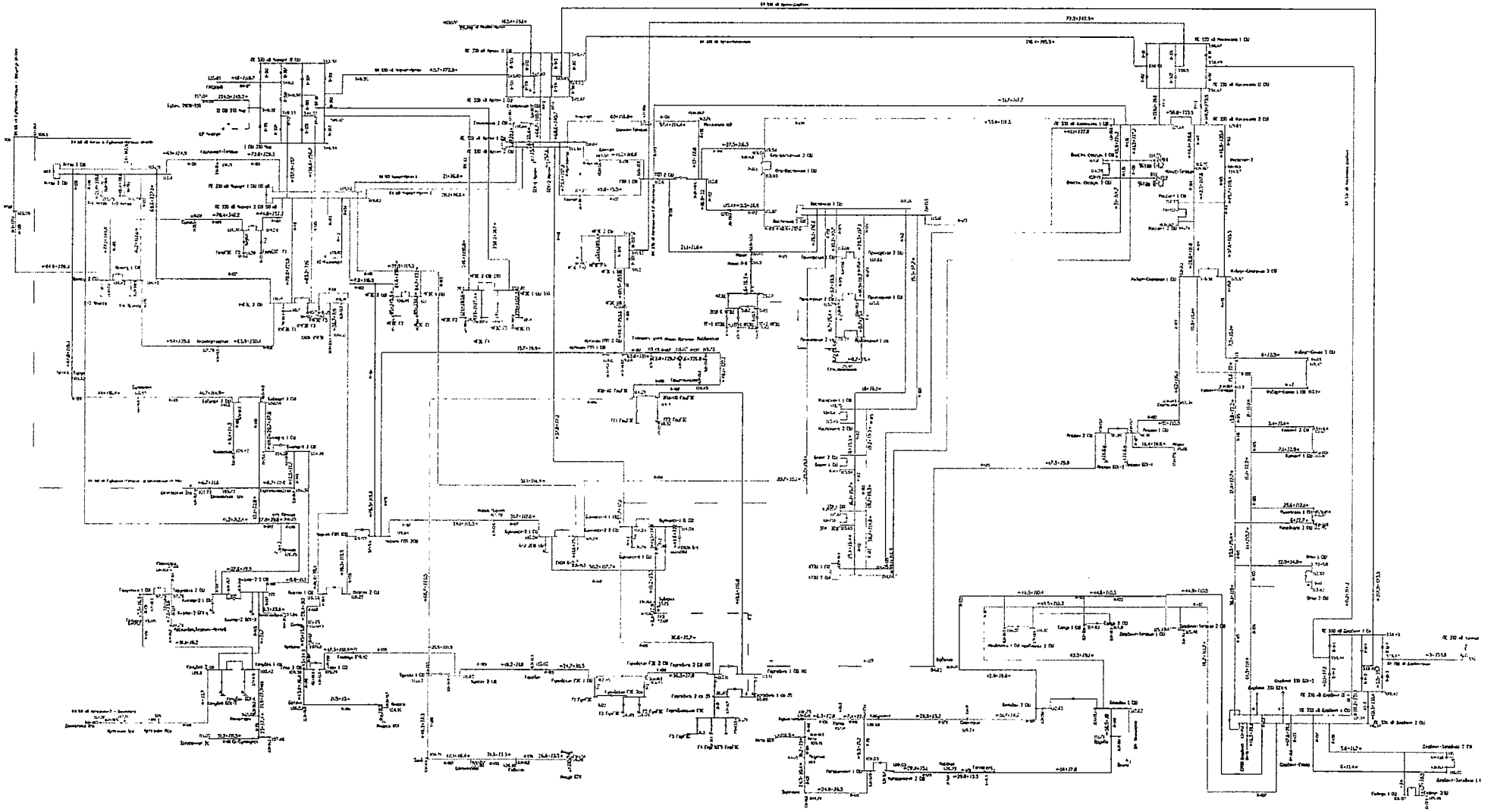


Рисунок 1.18 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал. Нормальный режим.

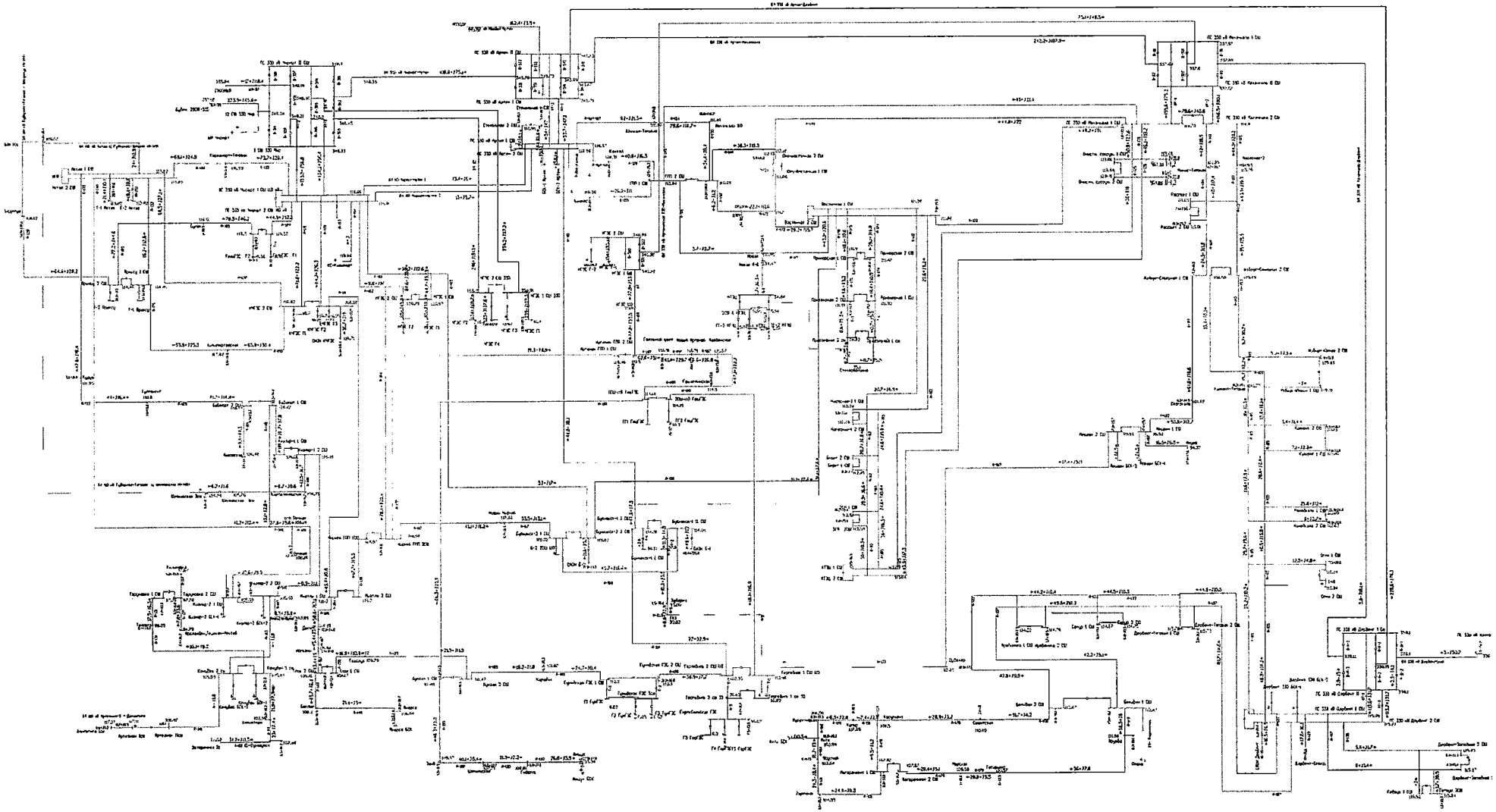


Рисунок 1.19 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Компас в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

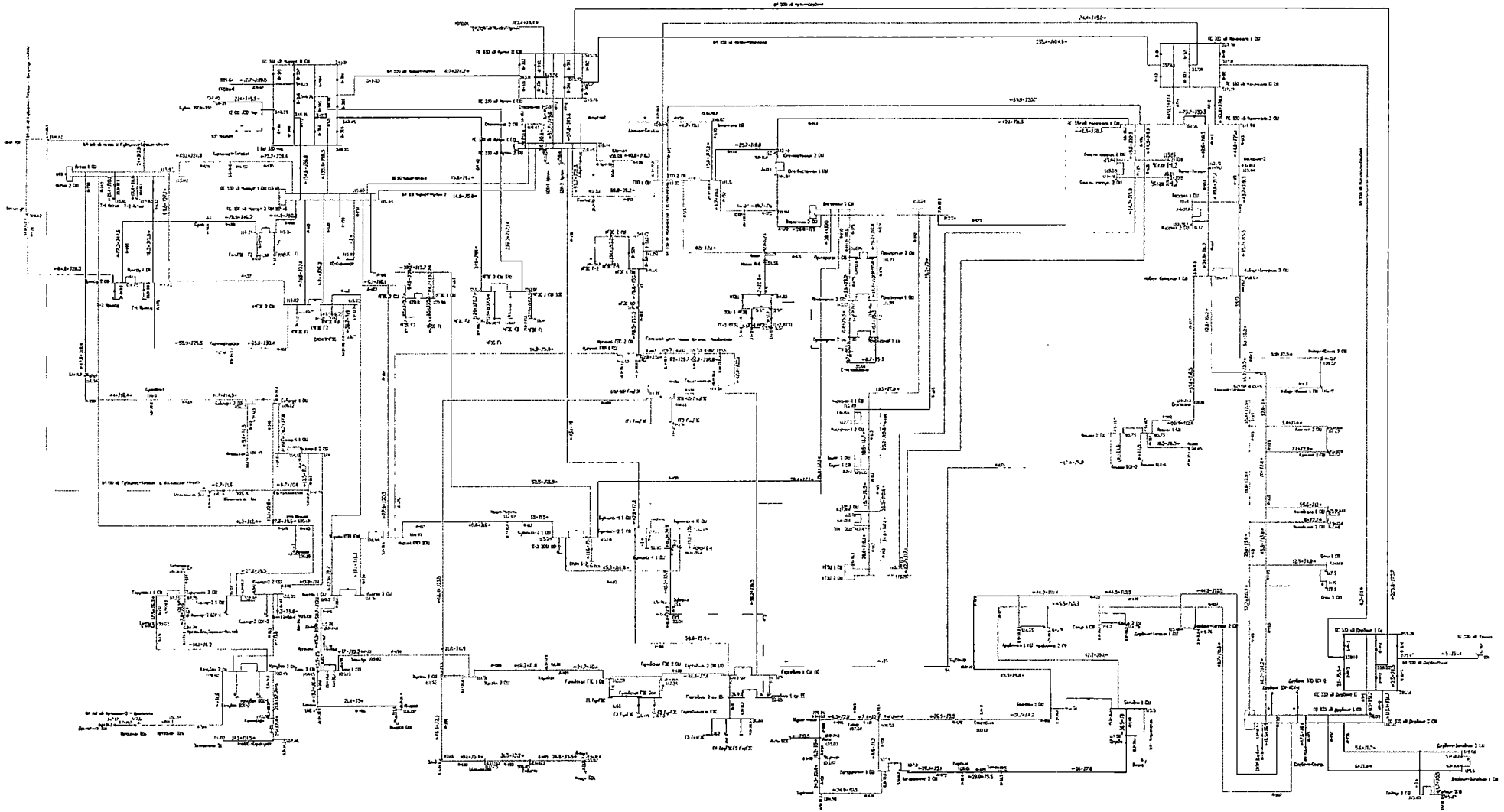


Рисунок 1.20 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

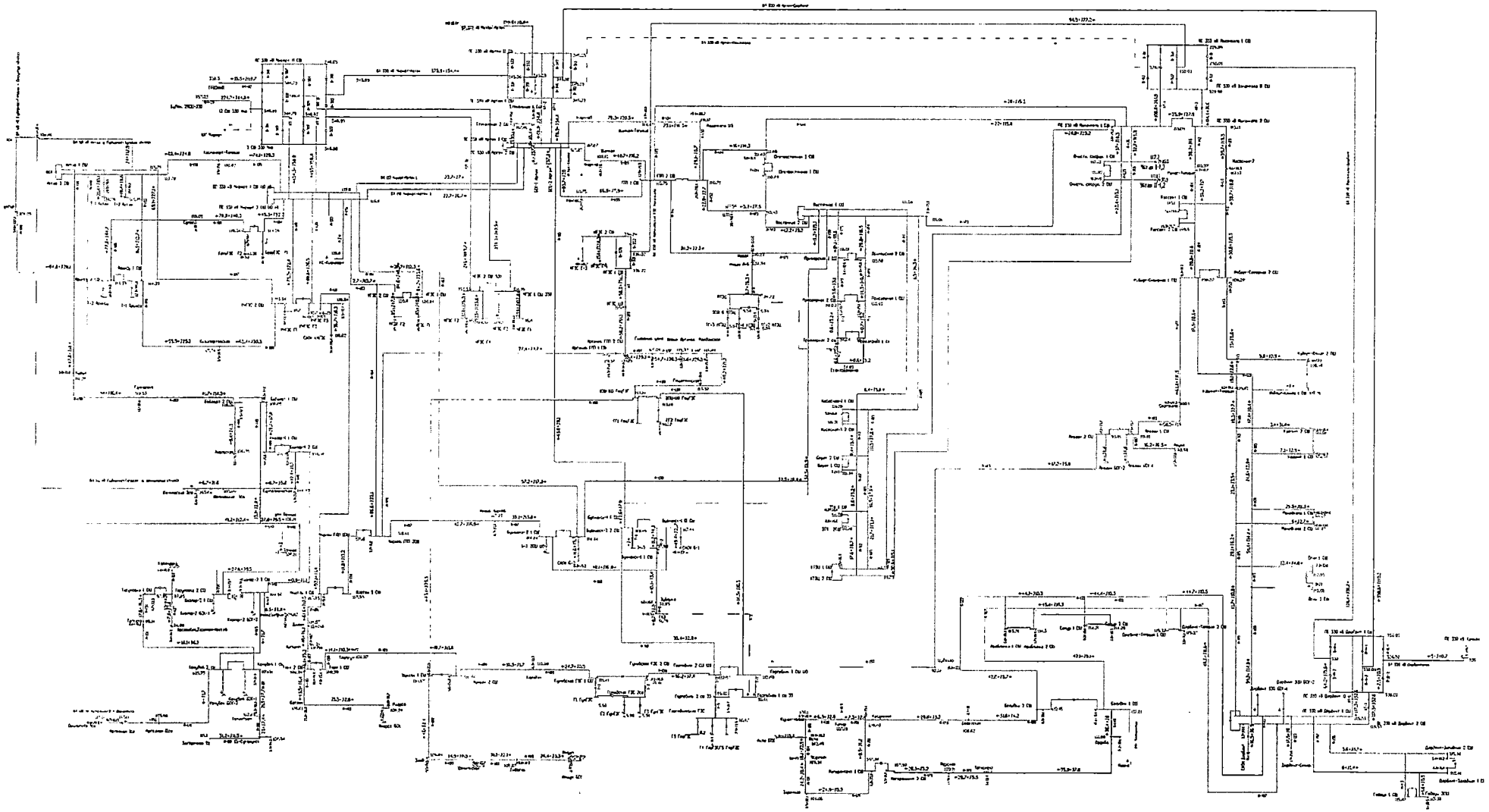


Рисунок 1.21 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

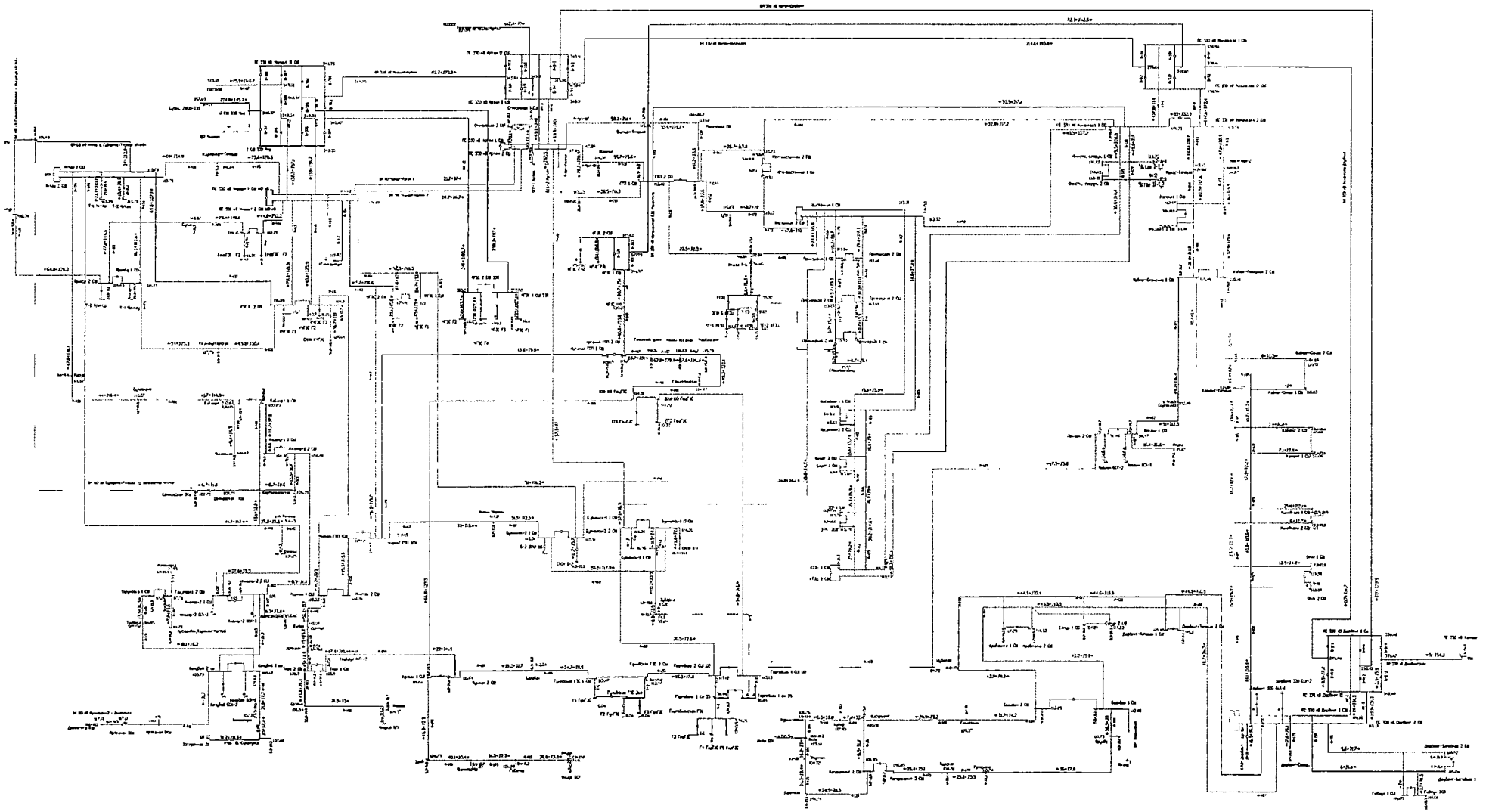


Рисунок 1.22 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас. Нормальный режим.

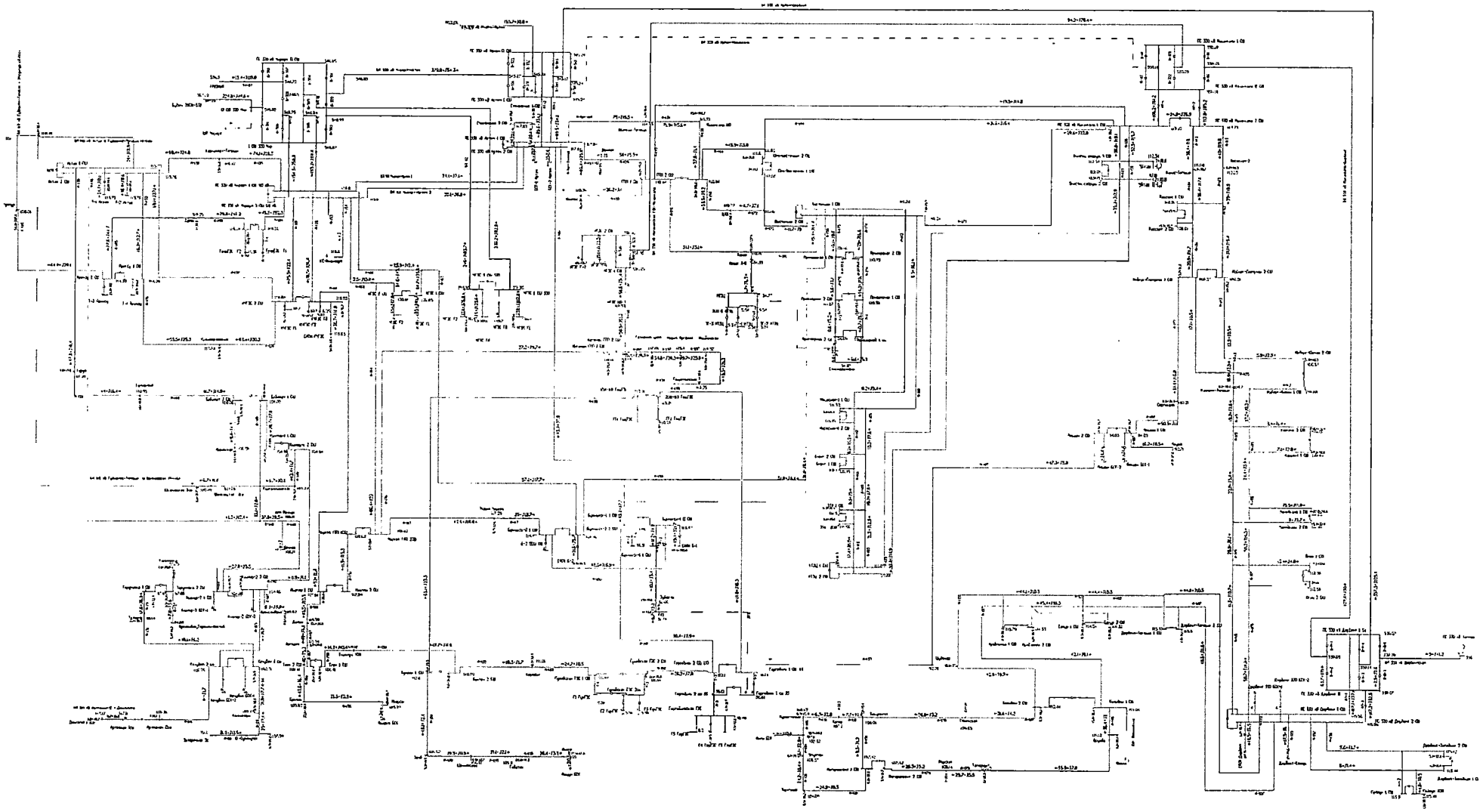


Рисунок 1.23 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас.

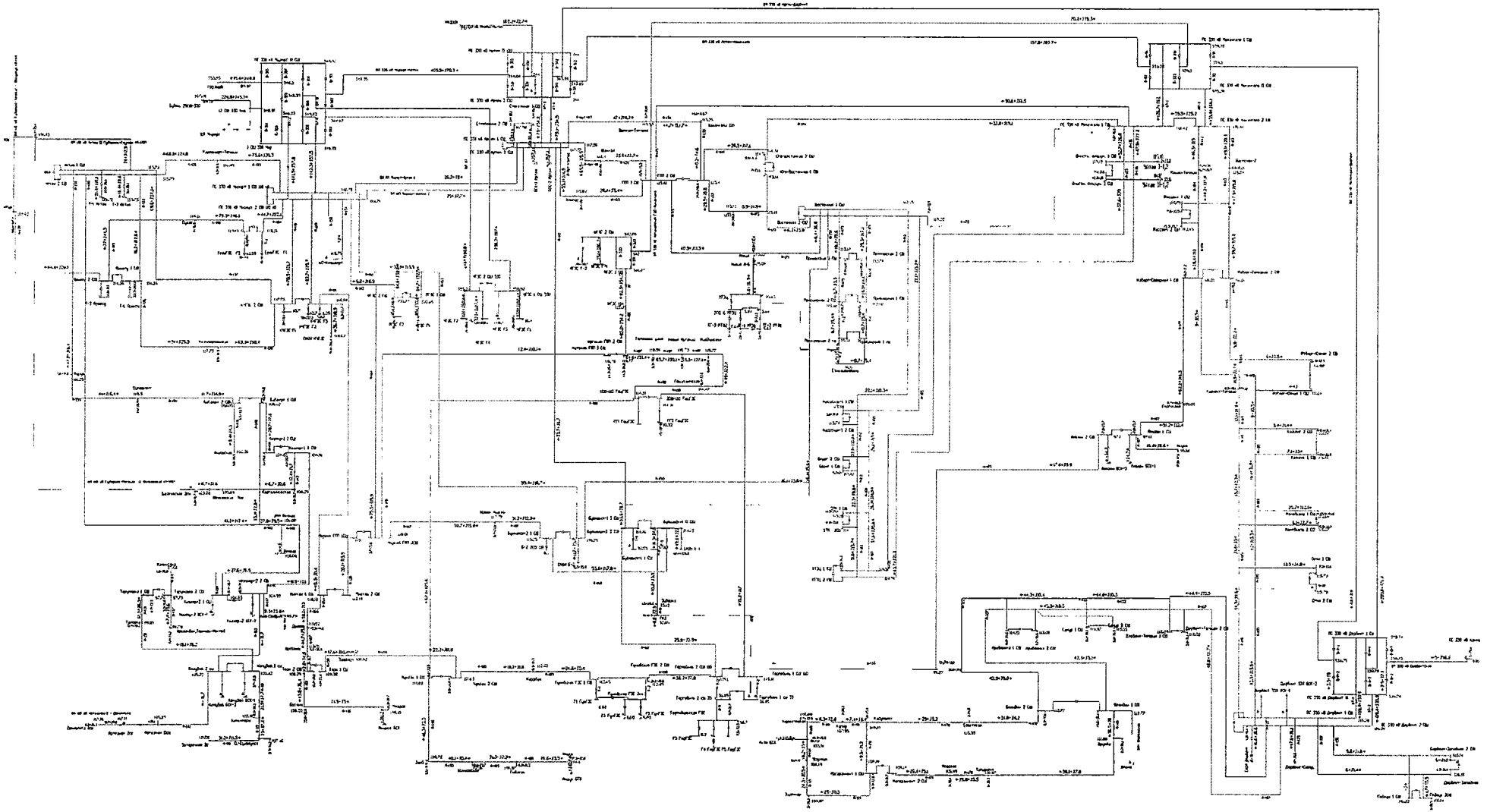


Рисунок 1.24 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173). Нормальный режим.

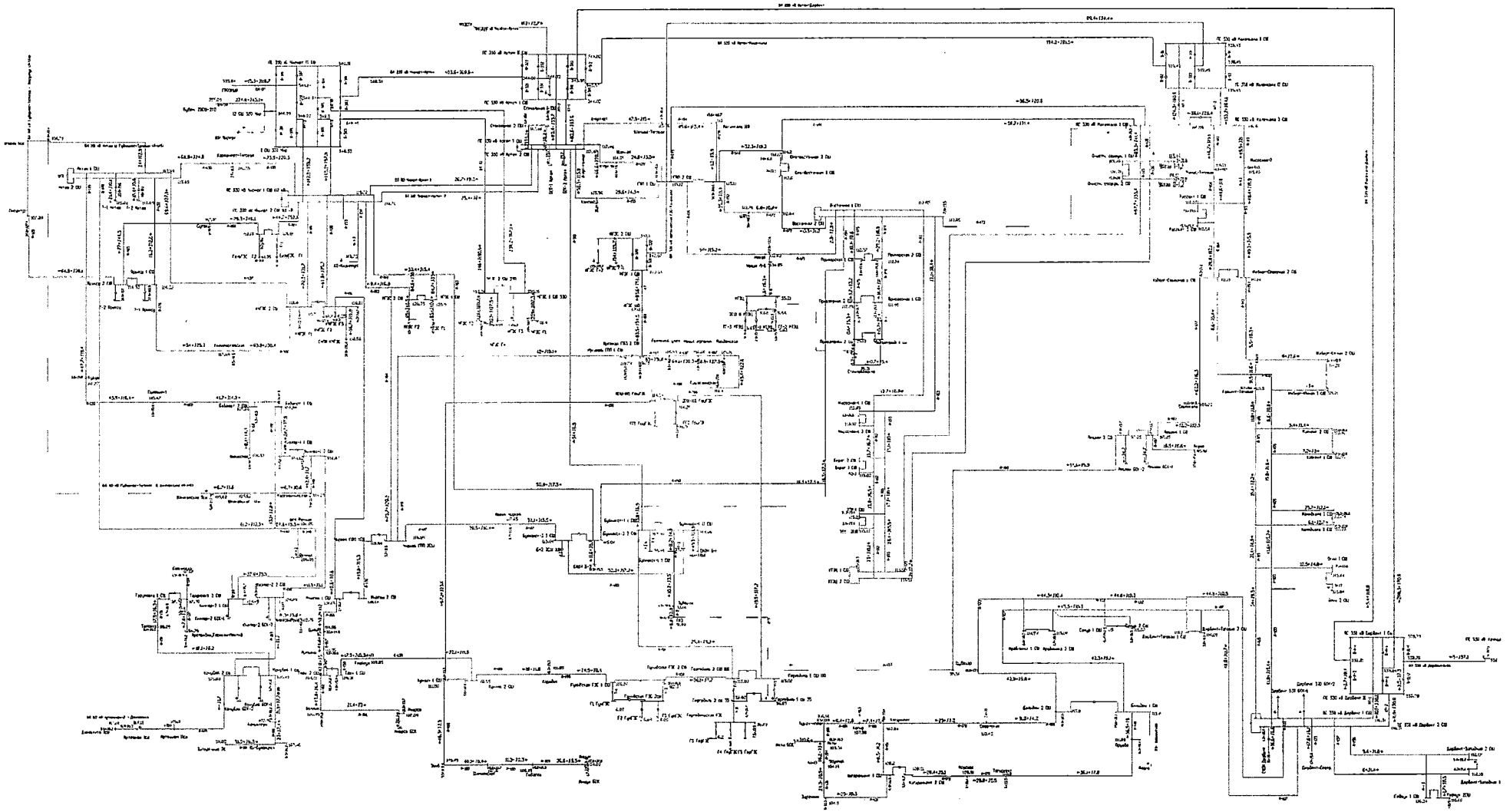


Рисунок 1.25 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

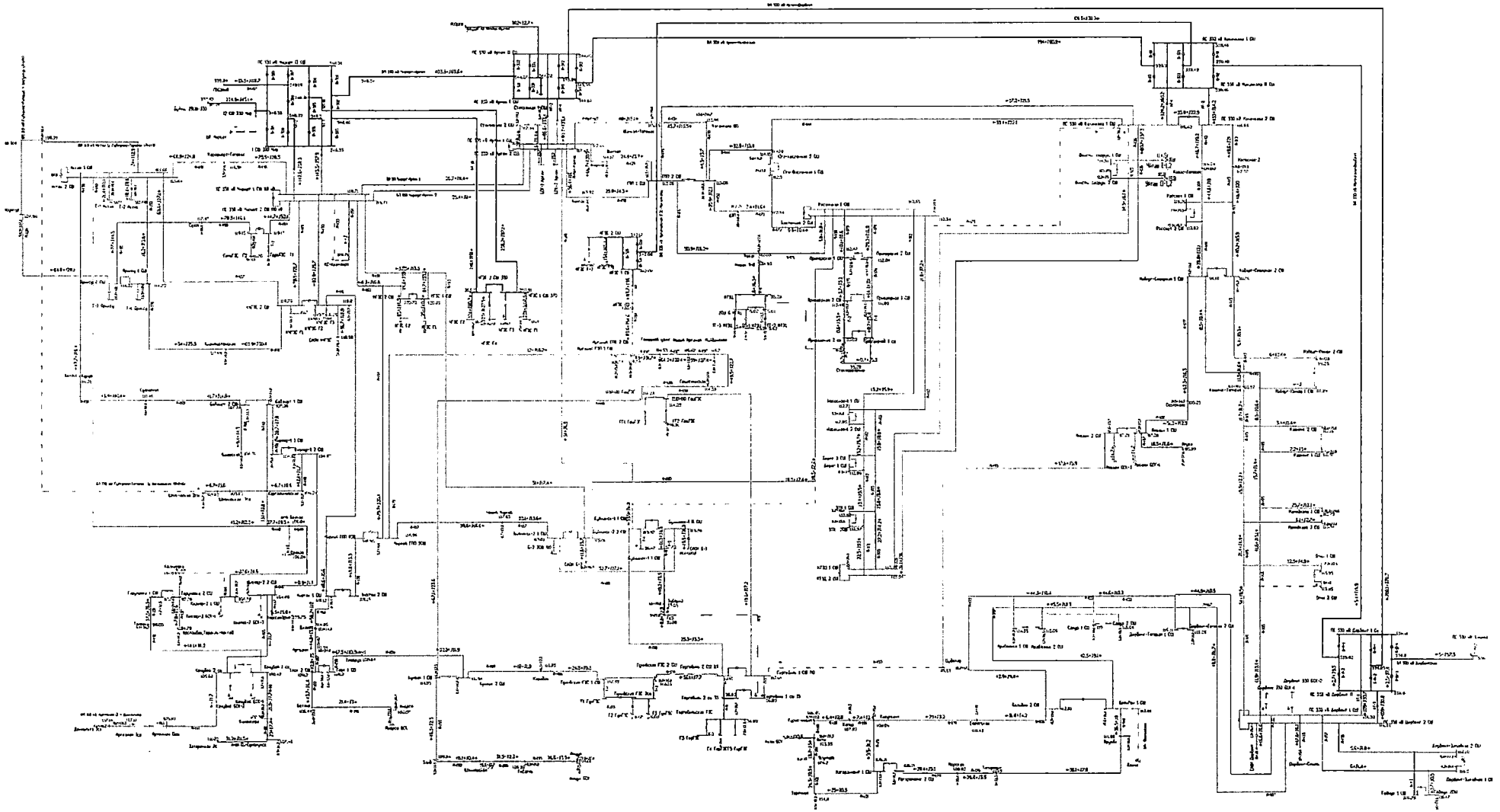


Рисунок 1.26 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

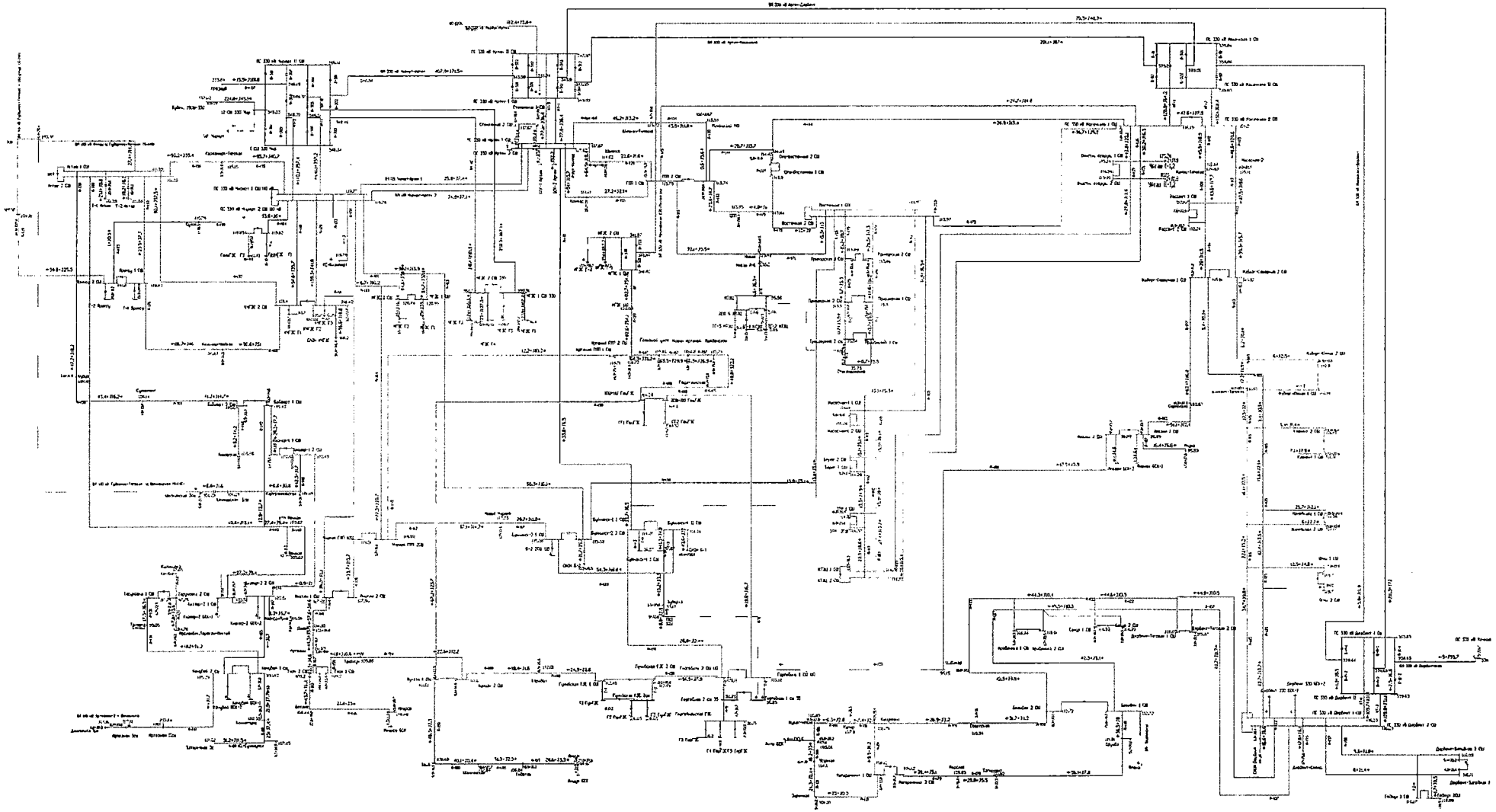


Рисунок 1.27 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199). Нормальный режим.

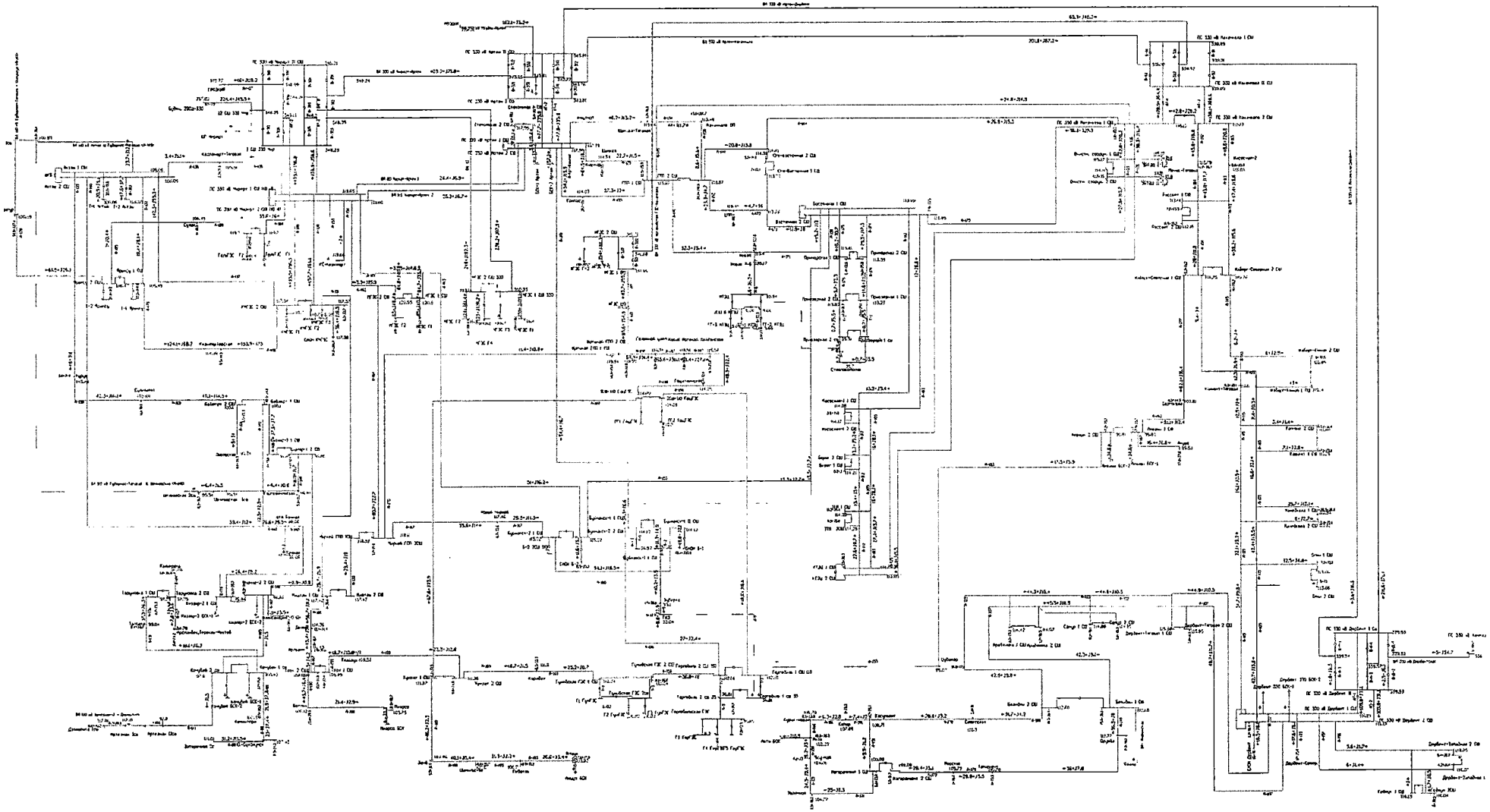


Рисунок 1.28 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

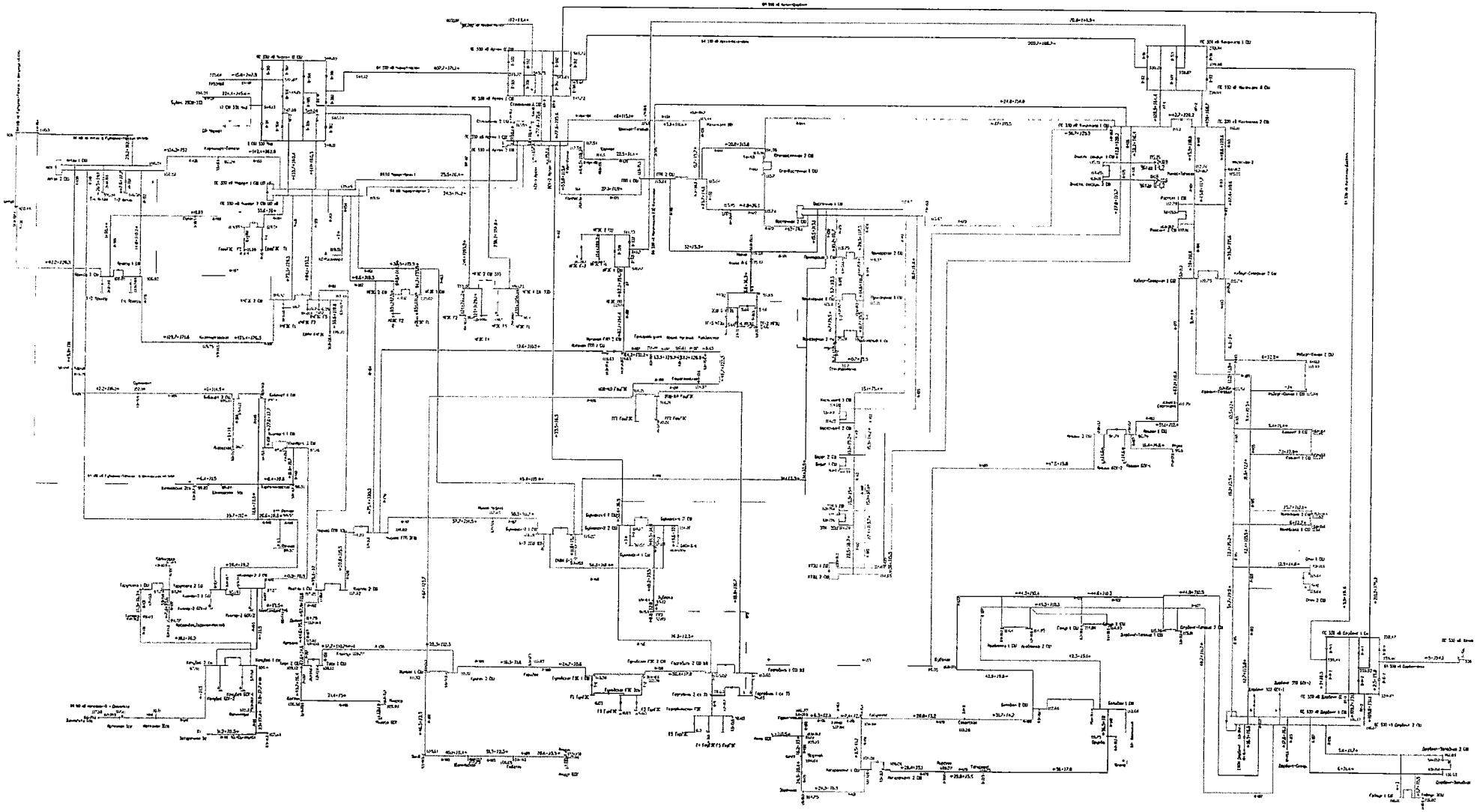


Рисунок 1.29 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чиркейских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

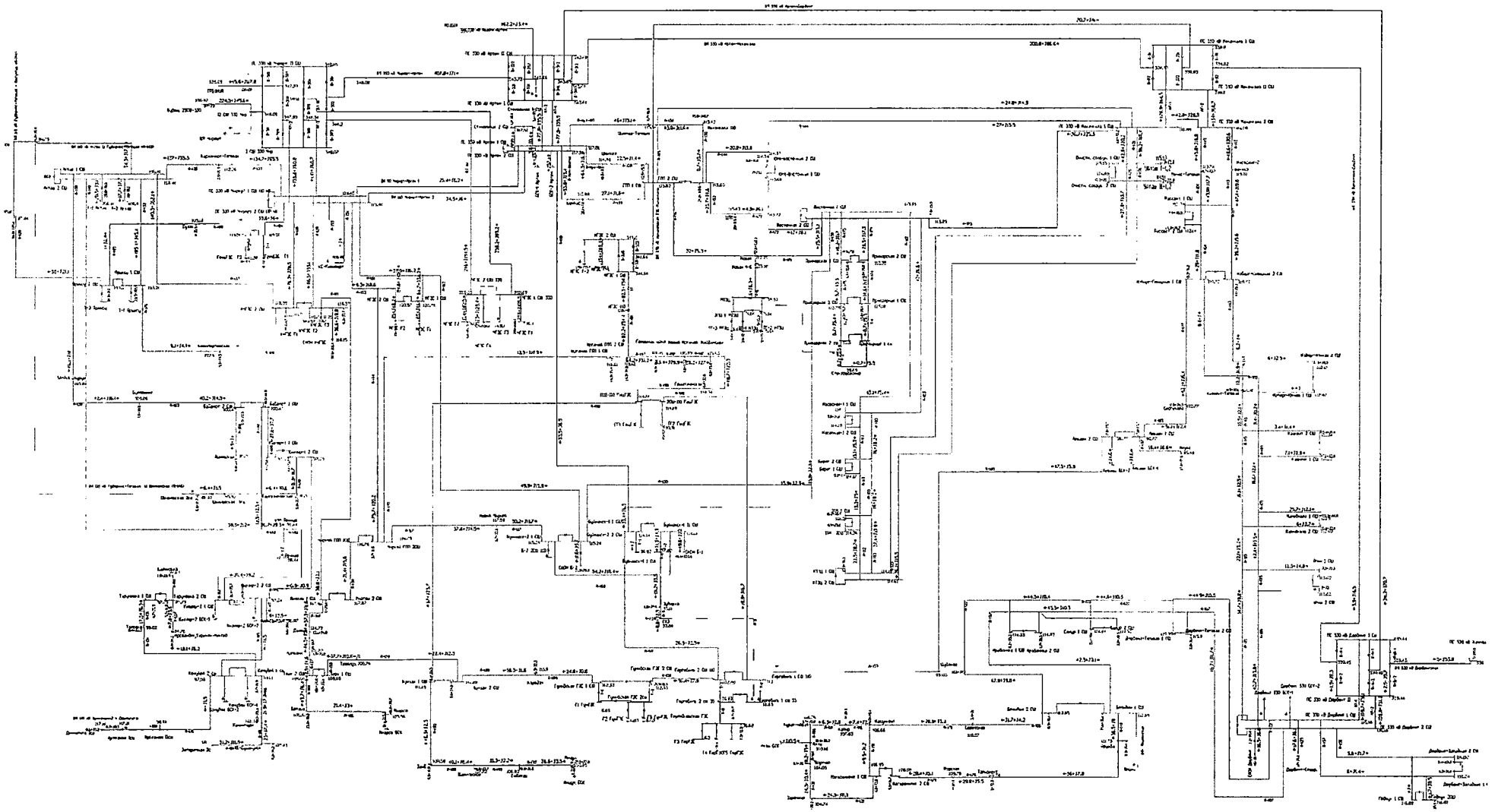


Рисунок 1.30 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чиркейских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

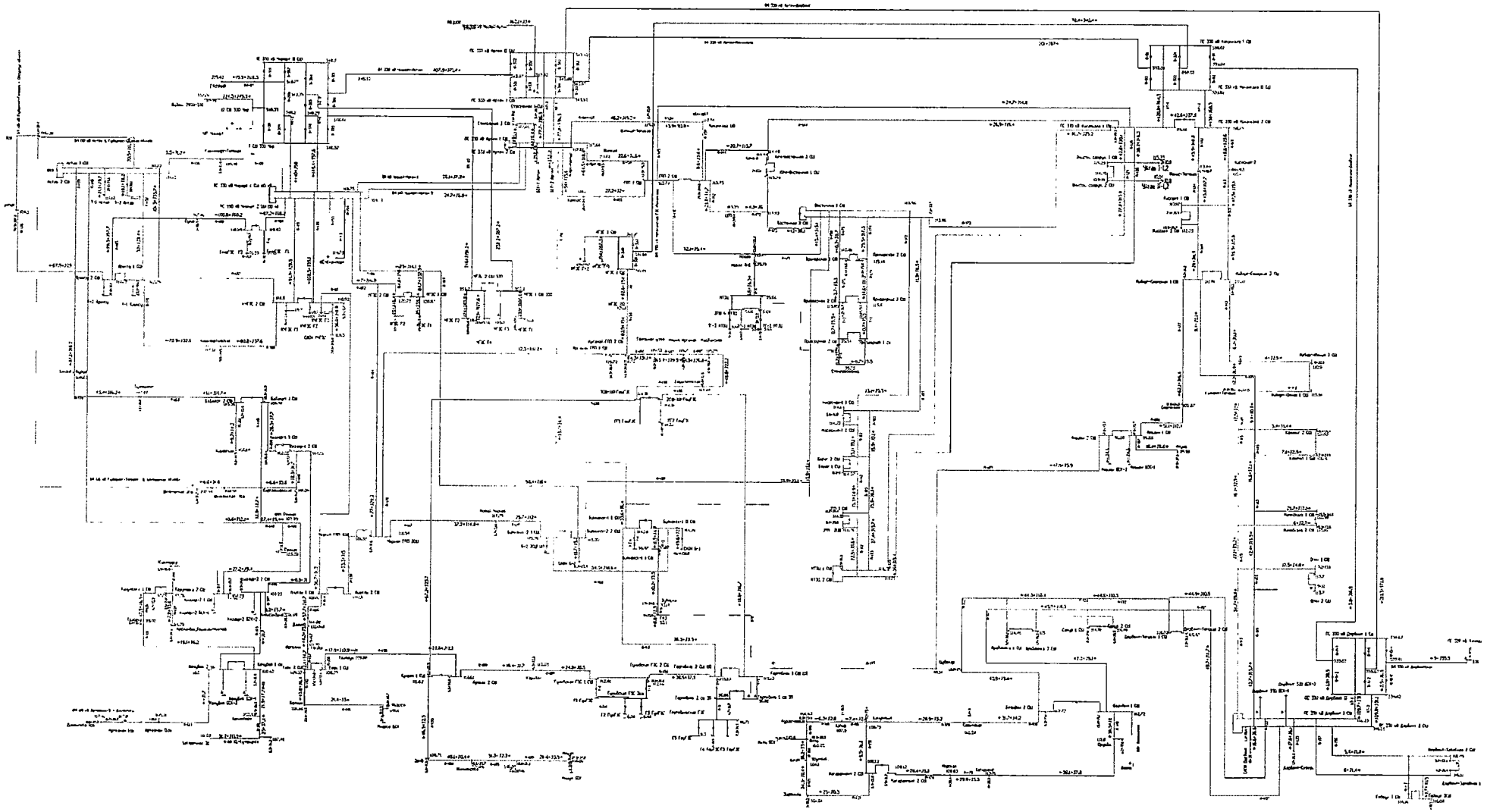


Рисунок 1.31 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135). Нормальный режим.

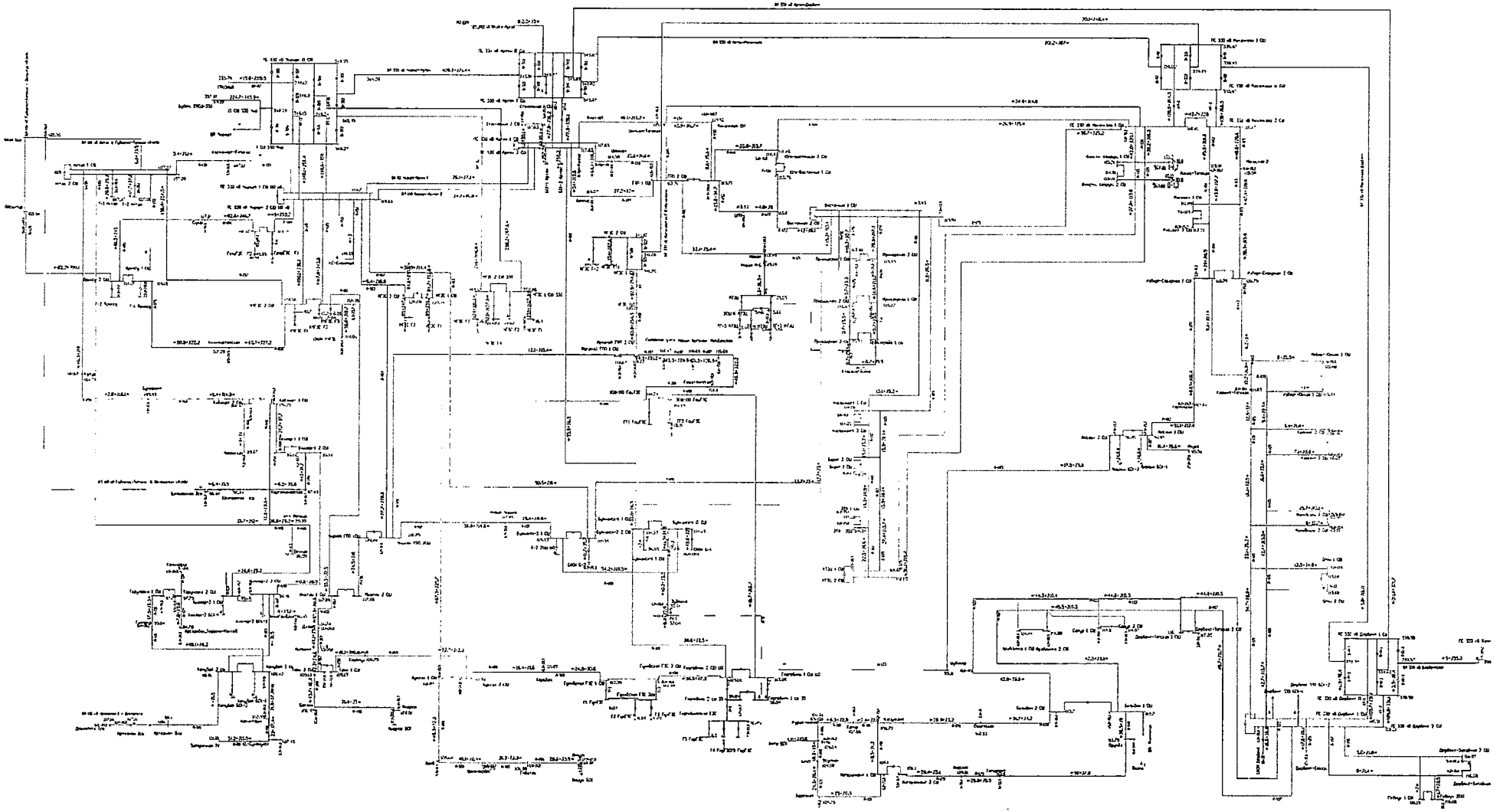


Рисунок 1.32 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

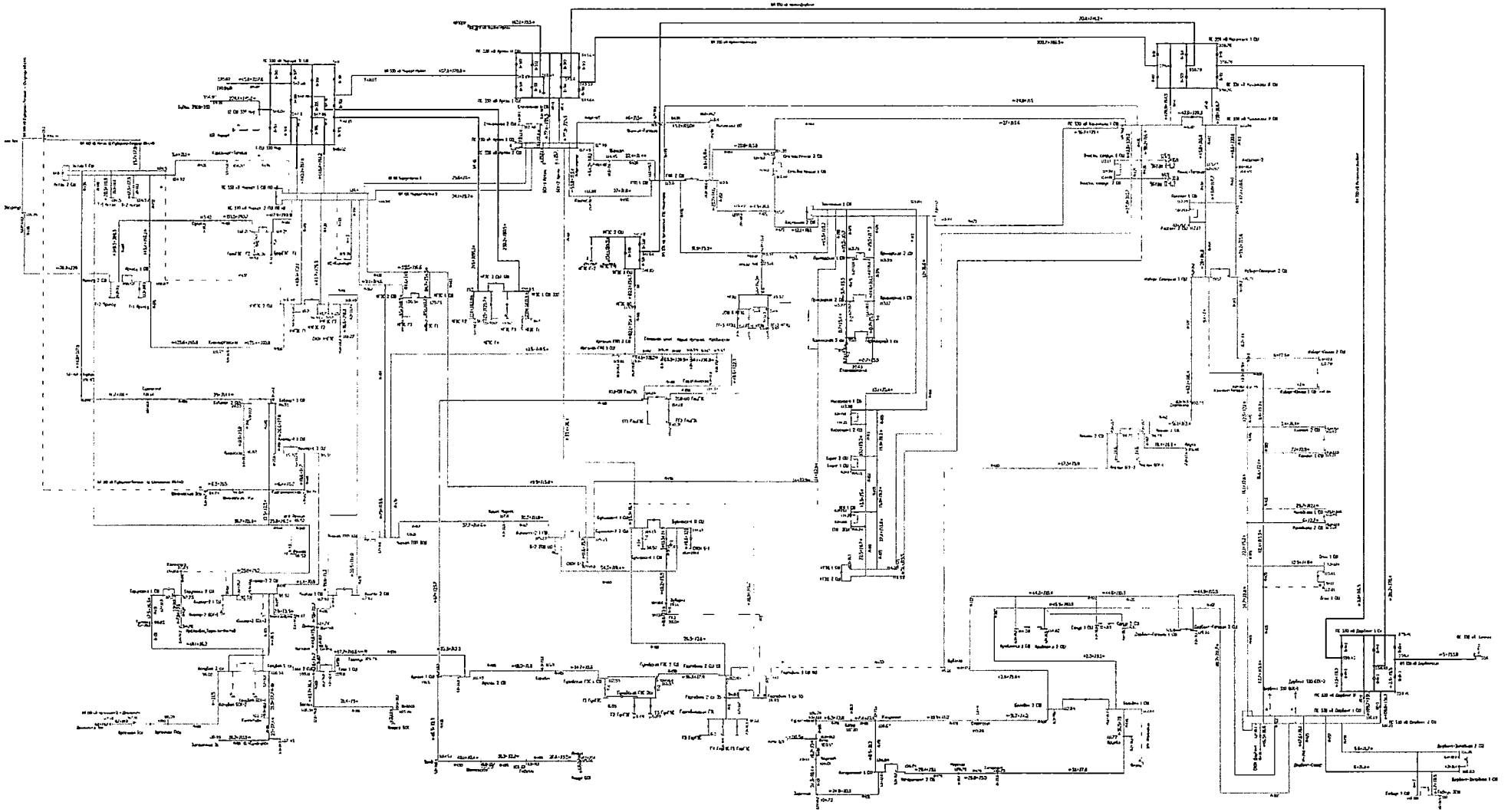


Рисунок 1.33 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

Приложение 2

Базовый вариант.

Зимний минимум 2020 года. Температура окружающей среды – 9°С. Потребление 965 МВт.

Нормальная схема

Таблица 2.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	400 400	342 411	342 411	503 600	503 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	Все параметры режима в области допустимых значений						2.1.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба		201	194	143	130	105,9	2.2.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108)	200		9	143	129	108,0	2.3.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107)	105	95	88		271	108,4	2.4.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)	105	95	87	271		108,7	2.5.

Таблица 2.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Уйташ-1	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	630 791	600 600	630 791	780 915	1200 1206	88,6 84,7	
Аварийное откл. 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала	415	399	319	586	994	105,6	2.6.

Таблица 2.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-139	ВЛ 110 кВ Куруш-Сулевкент	ВЛ-110-169	ВЛ-110-109	ВЛ-110-146	ВЛ-110-140	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Александрия	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	600 600	787 946	581 600	426 512	503 600	581 600	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139)	[redacted]	16	21	101	50	329	107,1	2.7.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	331	316	311	212	131	[redacted]	106,9	2.8.

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 2.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	1200 1406	1200 1406	630 791	600 600	630 791	780 915	1200 1206	503 600	503 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	851	376	281	248	206	489	915	196	136	98,9	2.9.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала		483	478	469	372	732	1208*	314	235	88,6	2.10.
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент	883	697	287	254	211	496	919	167	110	98,3	2.11.
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	982	383	265	229	192	528	1055	205	143	99,1	2.12.

*-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС.

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 2.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	780 915	808 839	1200 1206	630 791	630 791	88,6 84,7	
Нормальный режим	545	576	1388*	103	100	108,3	2.13.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем	665	622	1153	16	16	113,6	2.14.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	520	635	1114	44	43	113,1	2.15.
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	529	[illegible]	1291*	122	118	111,2	2.16.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт	716	795	[illegible]	376	358	105,3	2.17.

*-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал

Таблица 2.6

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	600 600	630 791	
Нормальный режим	267	219	2.18.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Компас		300	2.19.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	348		2.20.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	526	413	2.21.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Компас

Таблица 2.7

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	630 791	630 791	
Нормальный режим	289	212	2.22.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	526	413	2.23.

Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173)

Таблица 2.8

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-125	ВЛ-110-126	ВЛ-110-144	ВЛ-110-145	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	400 400	400 400	544 600	544 600	
Нормальный режим	216	198	135	124	2.24.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126)	342	[illegible]	158	147	2.25.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125)	[illegible]	334	161	150	2.26.

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 2.9

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	581 600	581 600	600 600	600 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	342	305	332	91	110,3	2.27.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)	[illegible]	512	474	48	107,1	2.28.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	506	0	479	52	107,6	2.29.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	488	497	0	397	107,5	2.30.

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт - Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 2.10

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	581 600	600 600	600 600	600 600	787 946	88,6 84,7	
Нормальный режим	342	268	195	367	371	110,3	2.31.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	489	197	0	297	301	108,2	2.32.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)		442	515	542	546	106,7	2.33.

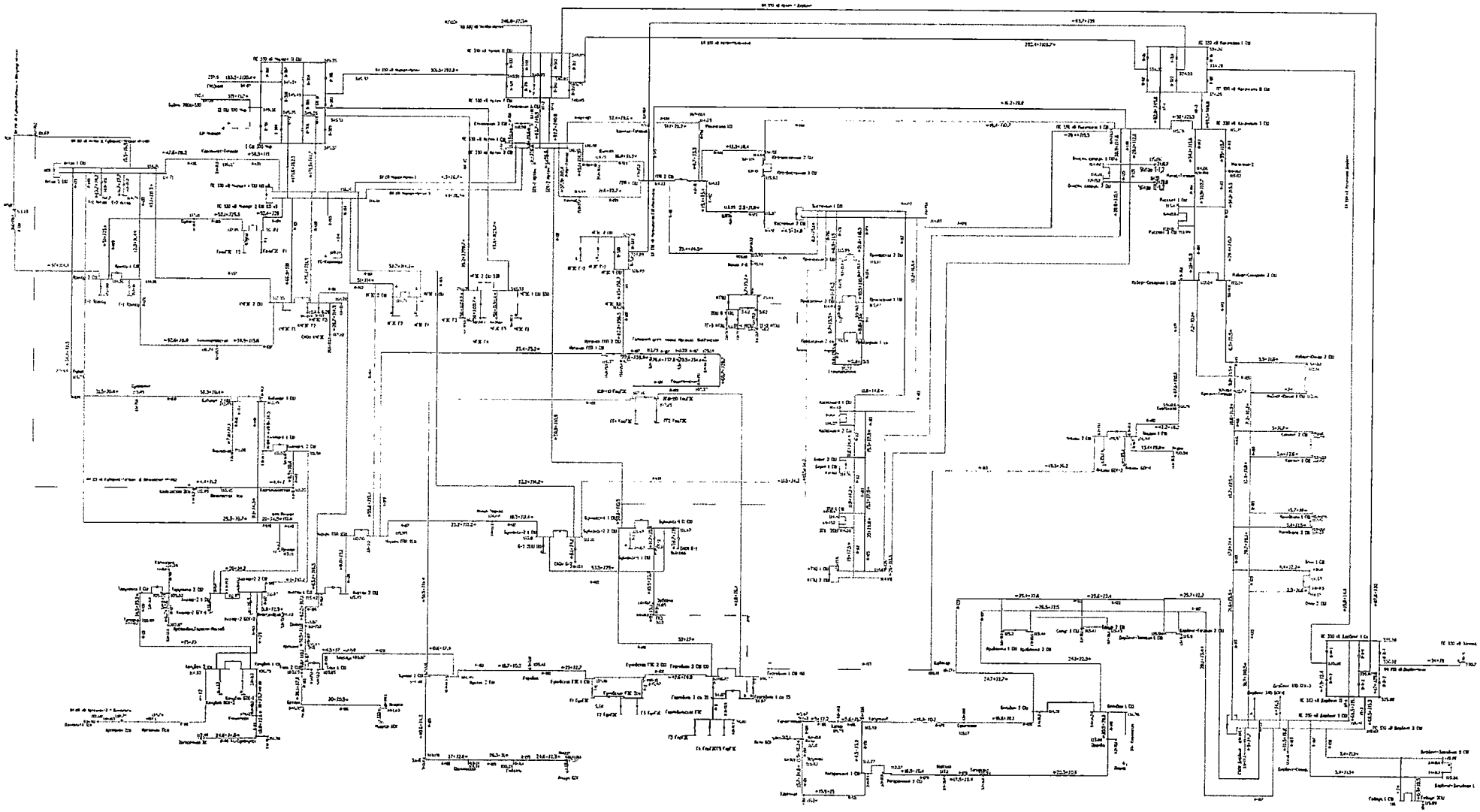


Рисунок 2.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Нормальная схема. Нормальный режим.

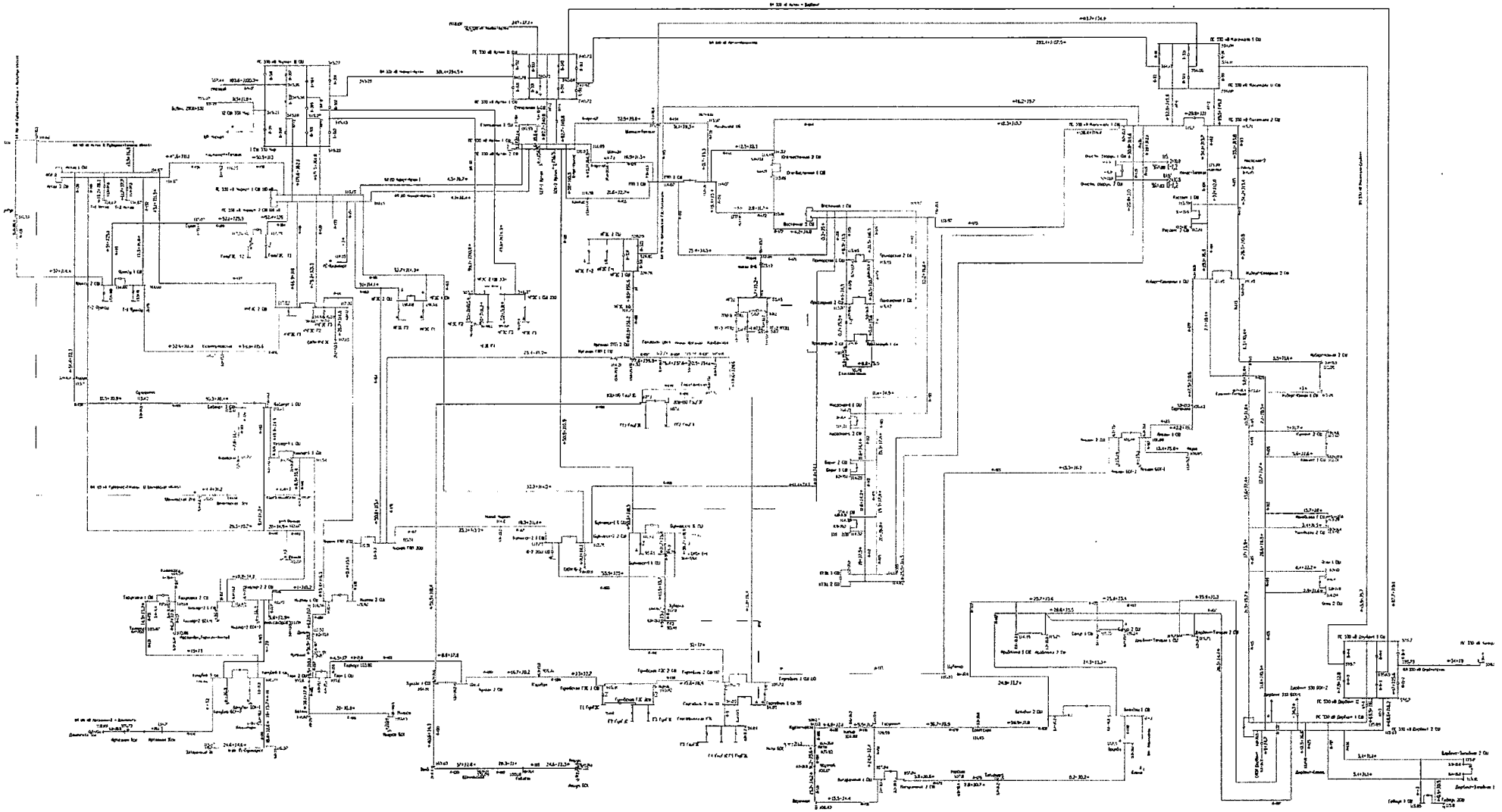


Рисунок 2.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

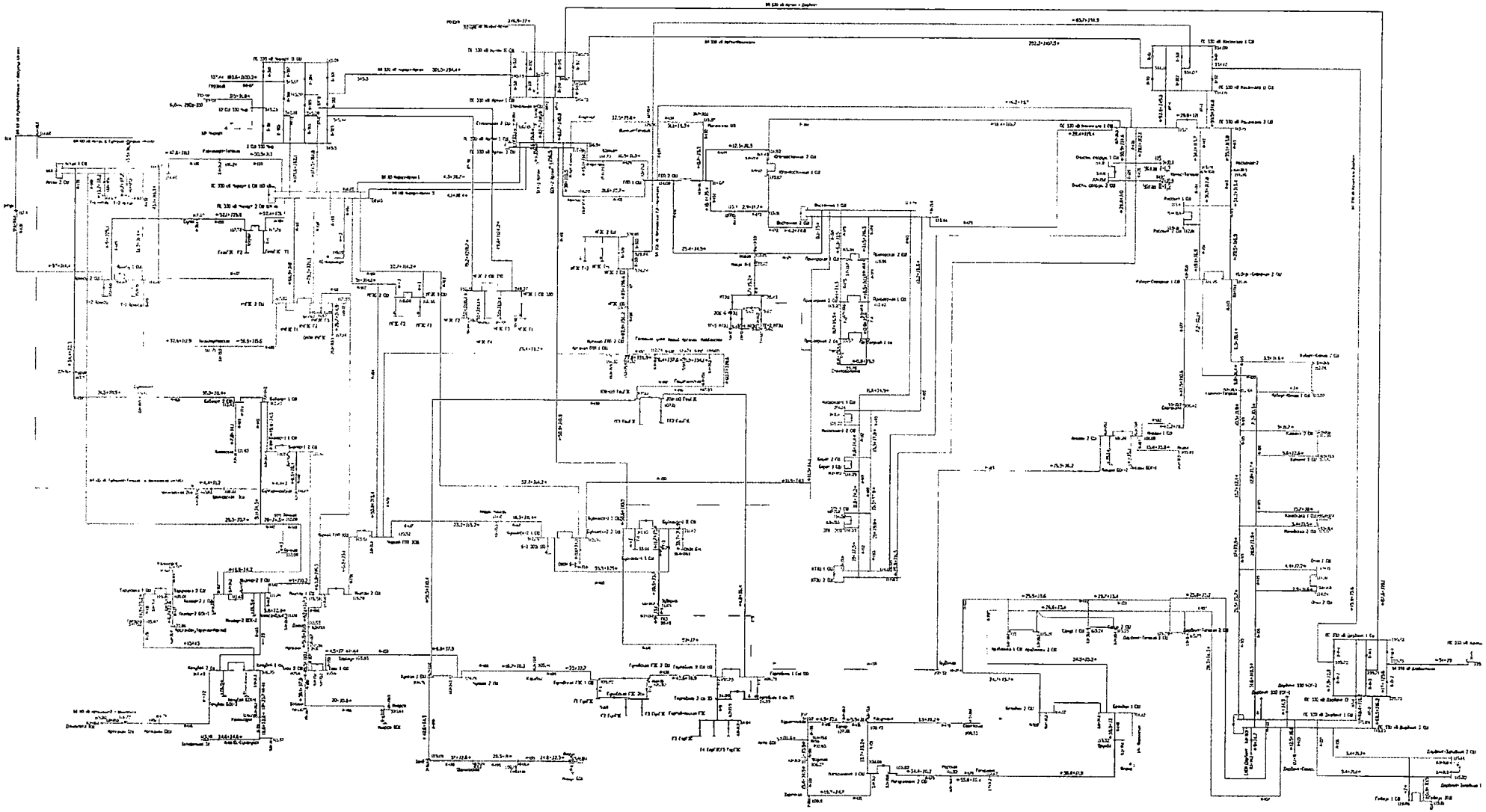


Рисунок 2.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) в нормальной схеме.

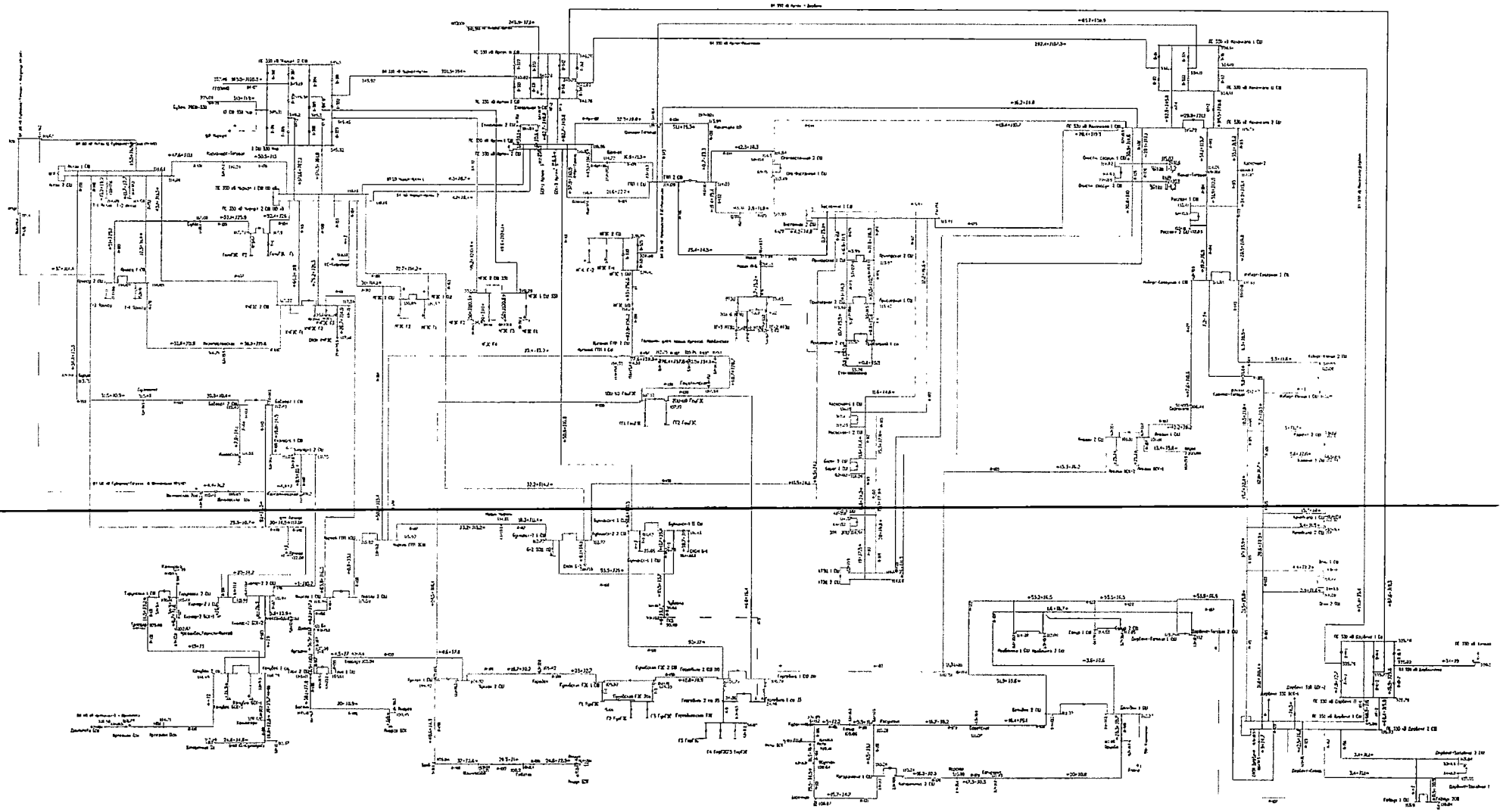


Рисунок 2.4 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) в нормальной схеме.

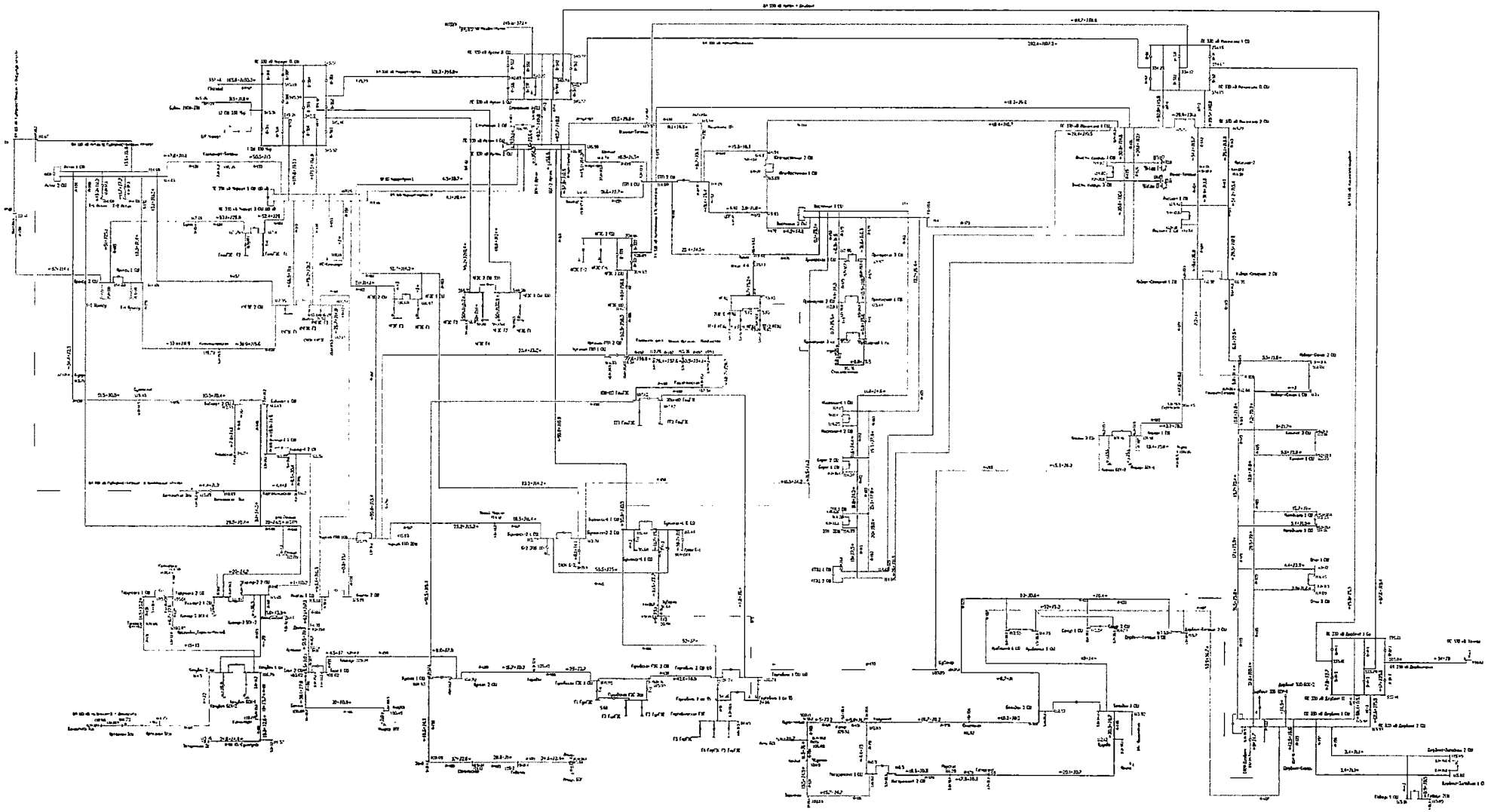


Рисунок 2.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) в нормальной схеме.

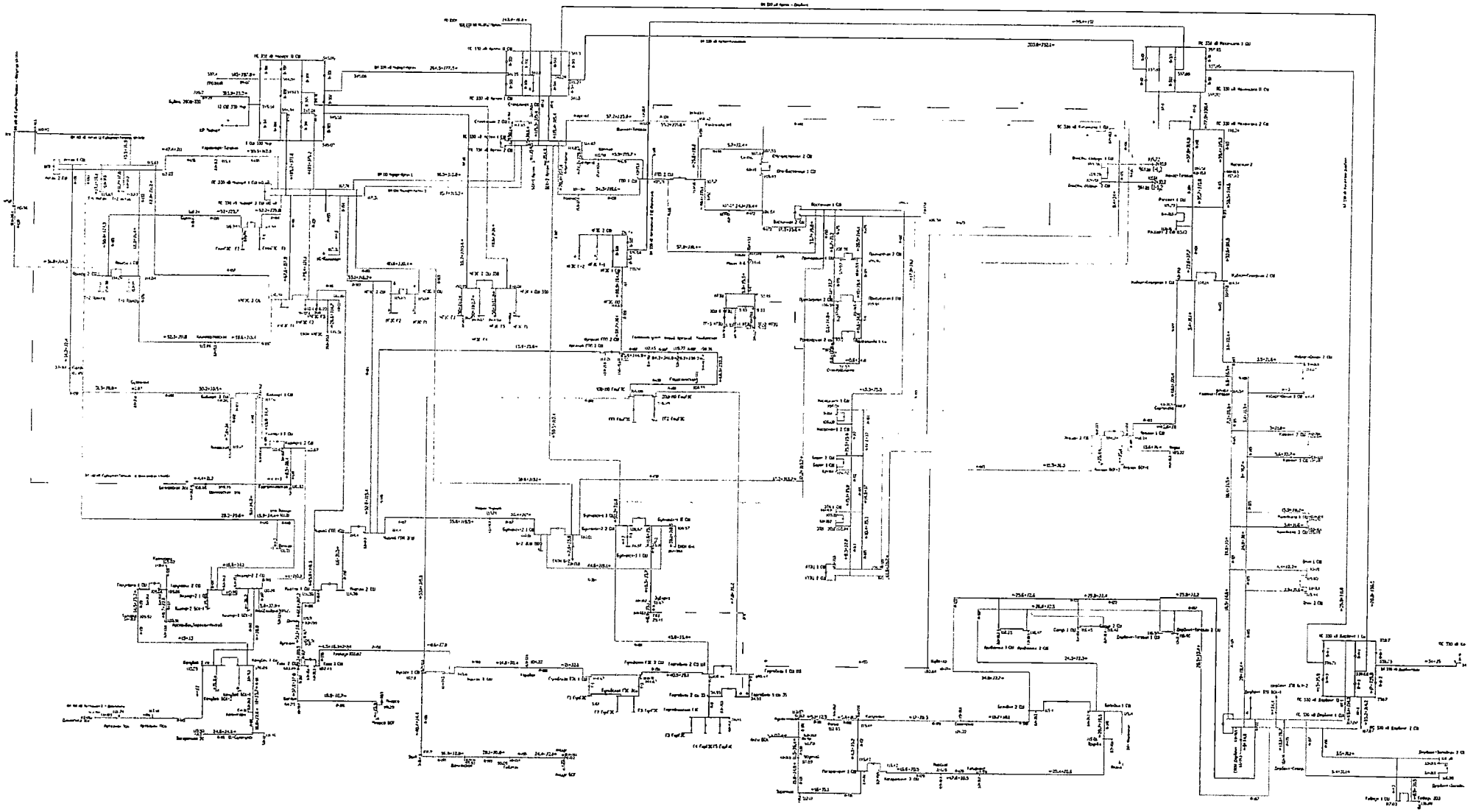


Рисунок 2.6 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме.

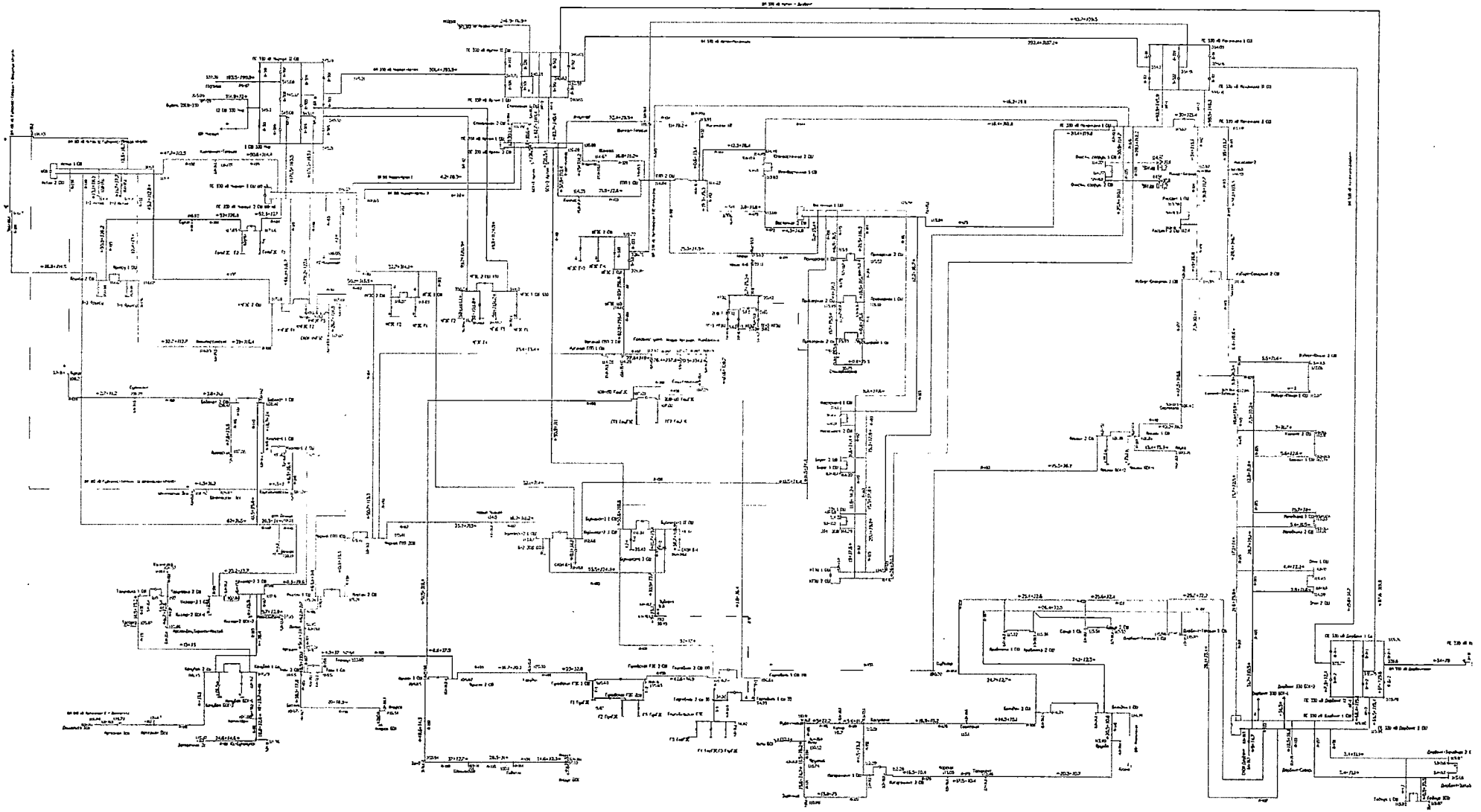


Рисунок 2.7 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139) в нормальной схеме.

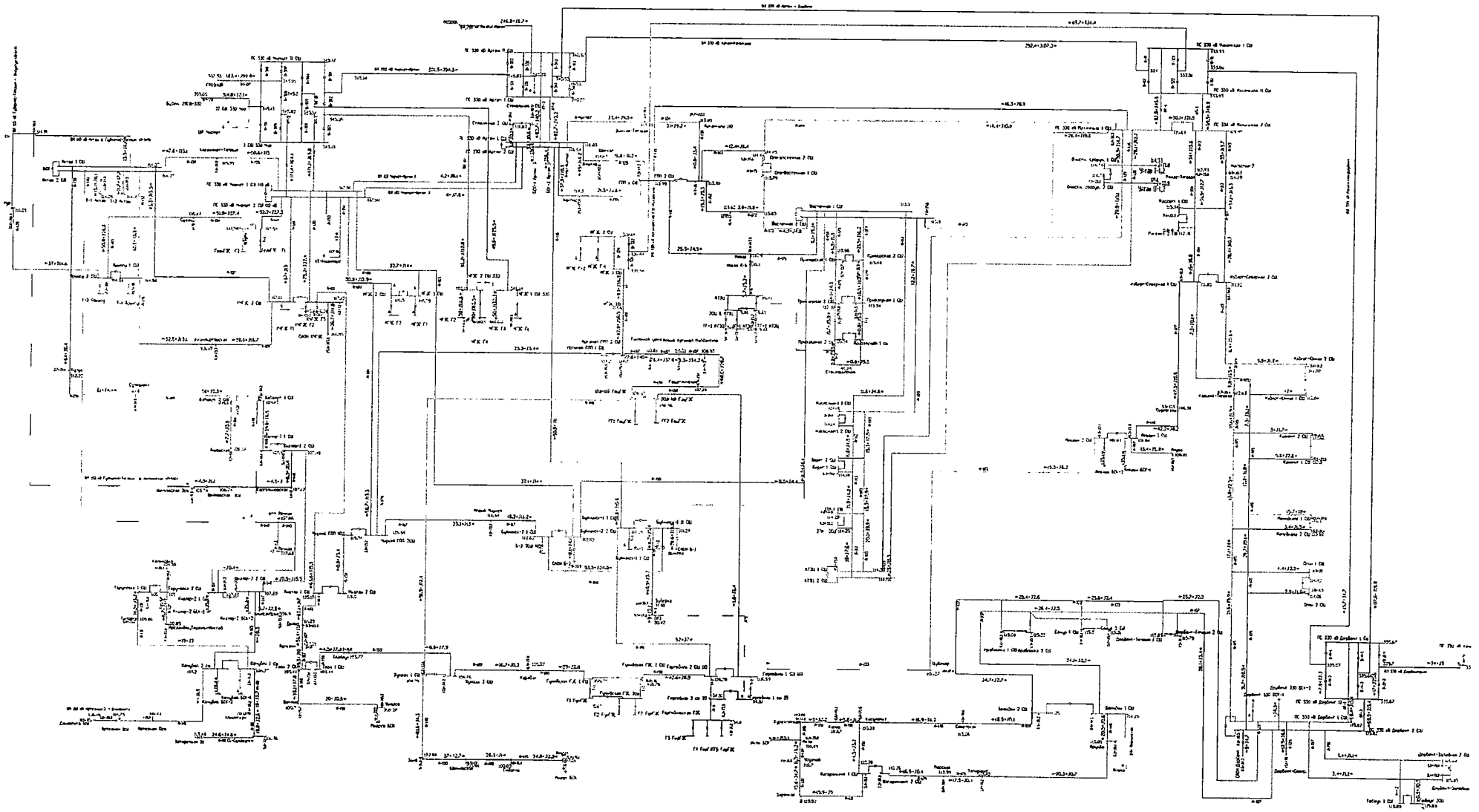


Рисунок 2.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) в нормальной схеме.

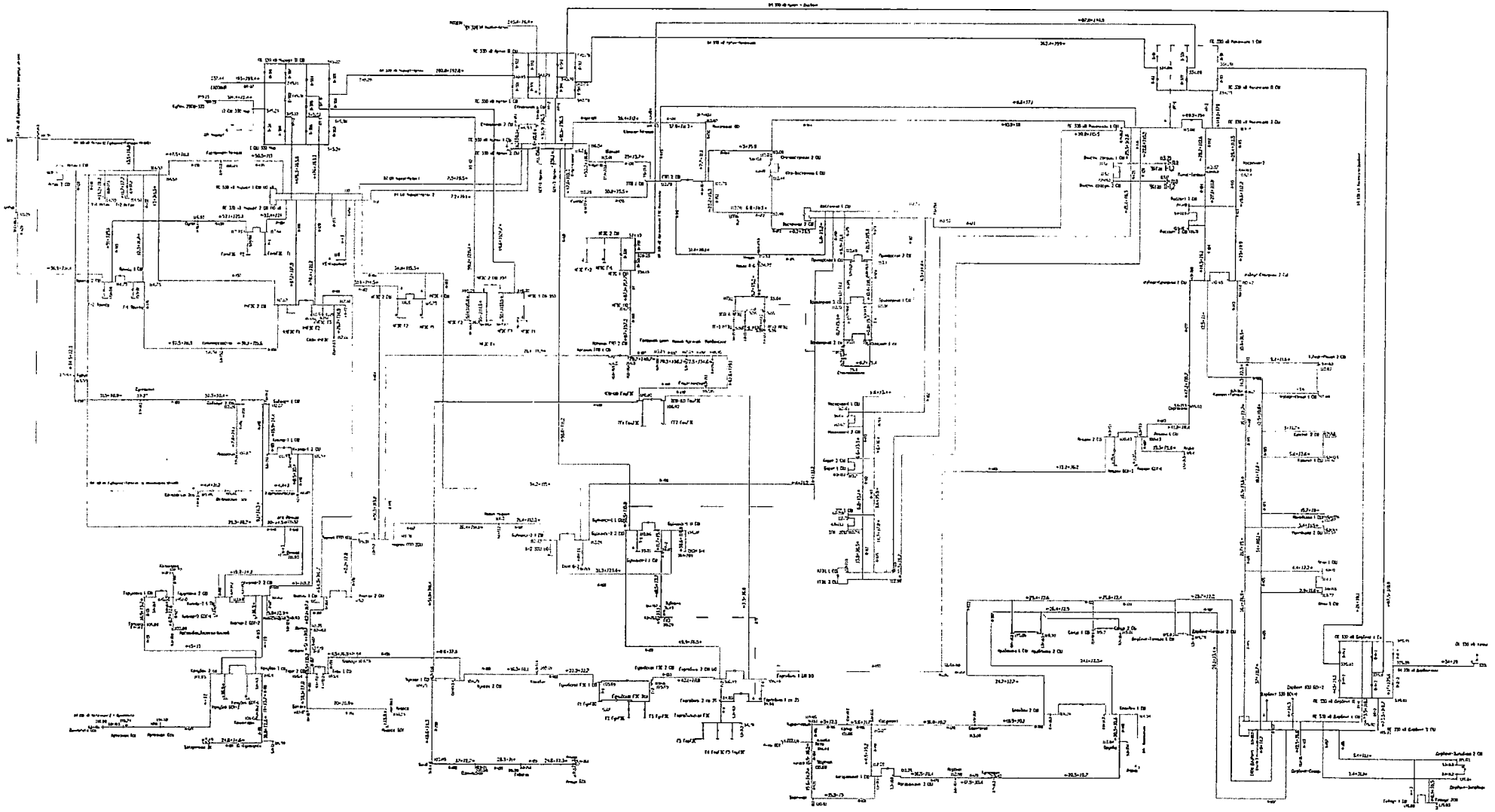


Рисунок 2.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

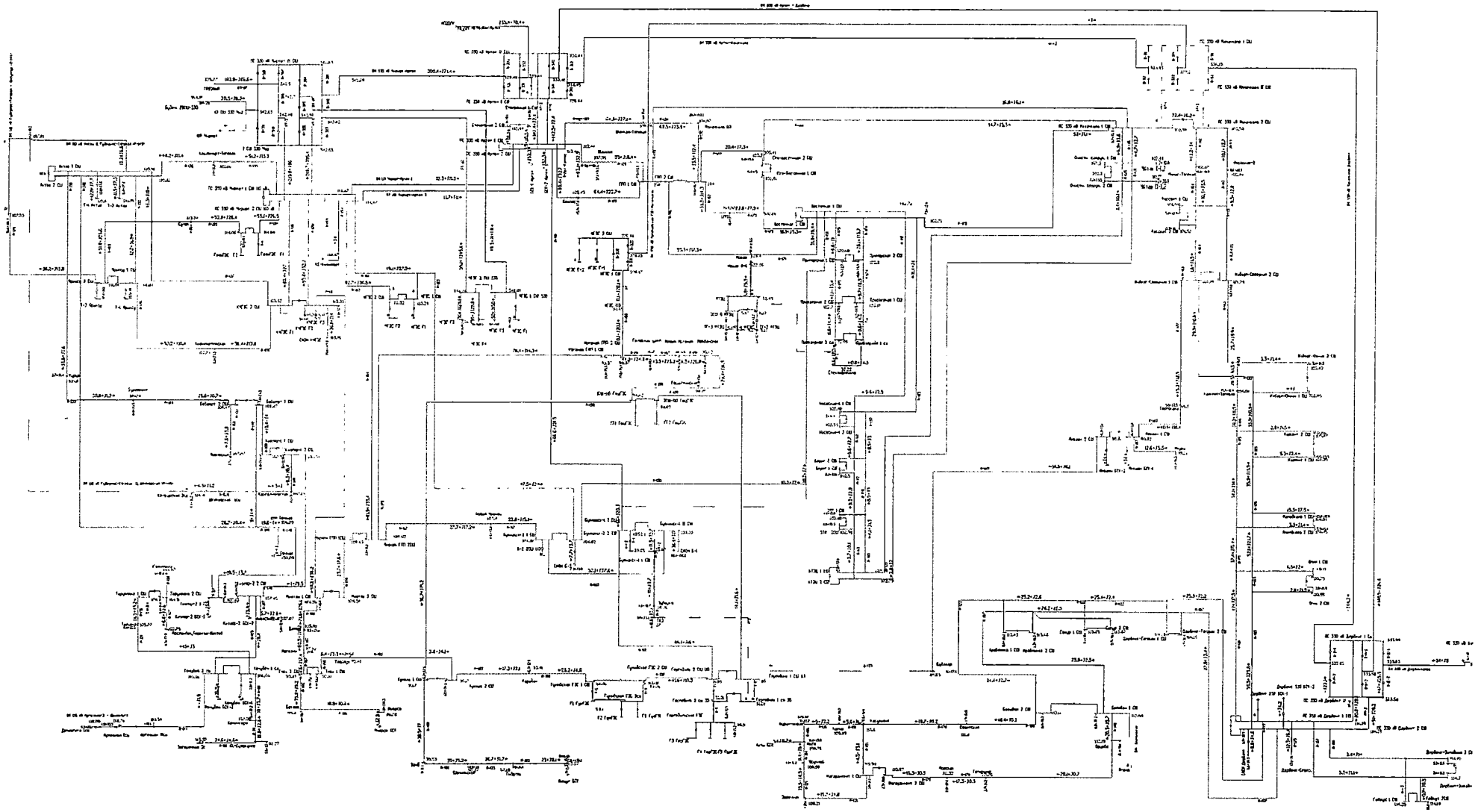


Рисунок 2.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

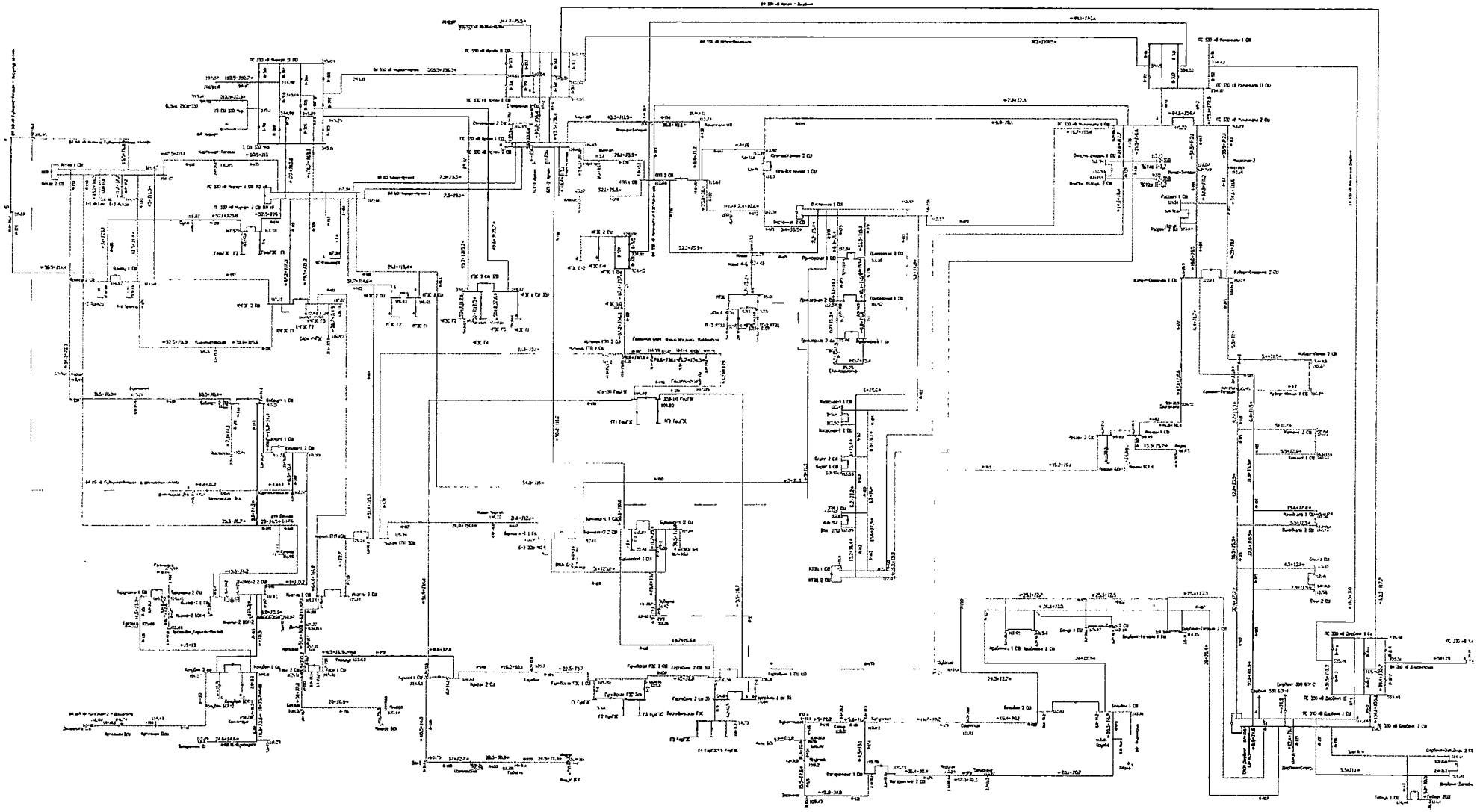


Рисунок 2.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

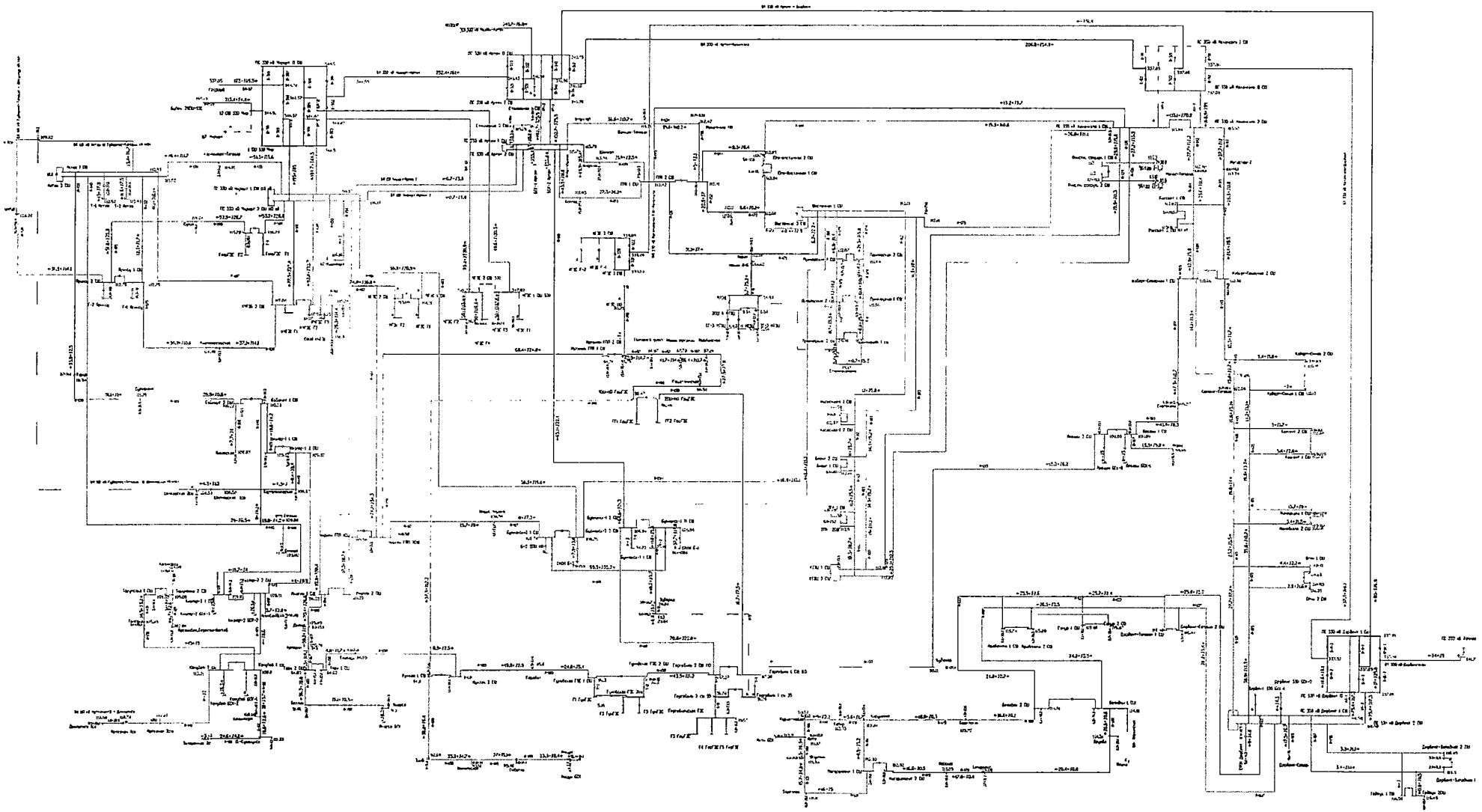


Рисунок 2.12 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

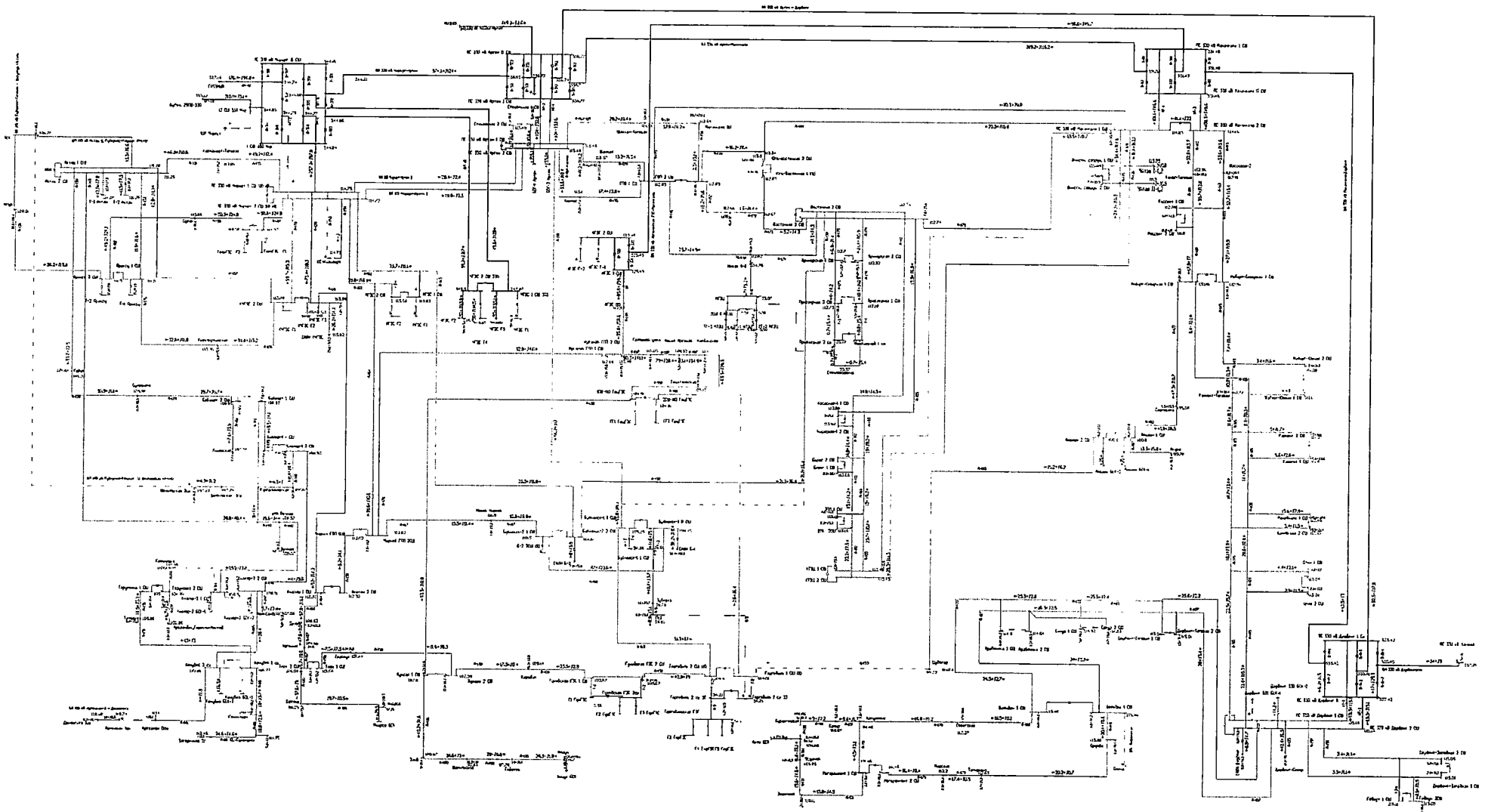


Рисунок 2.13 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Схема ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт. Нормальный режим.

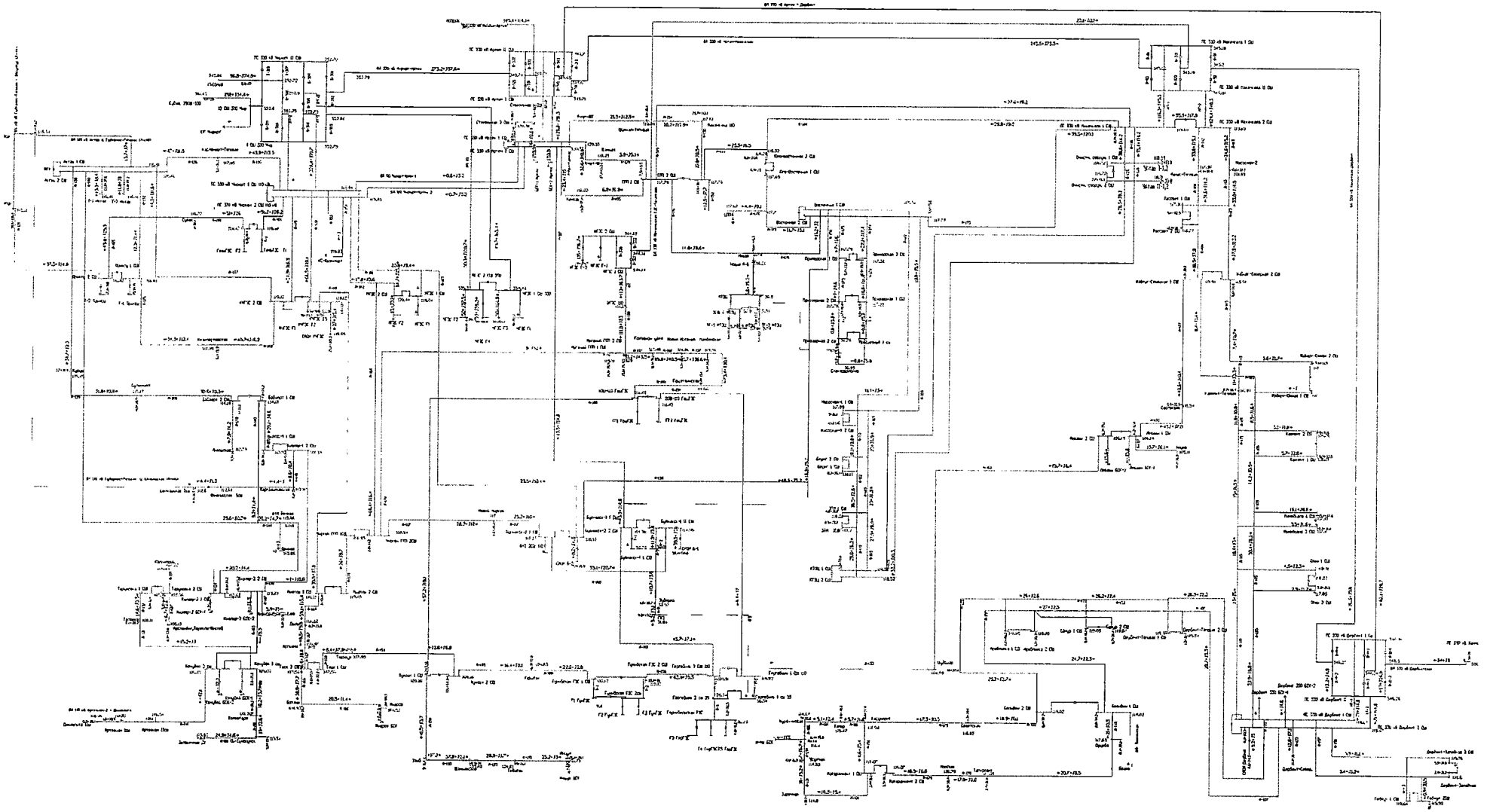


Рисунок 2.14 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

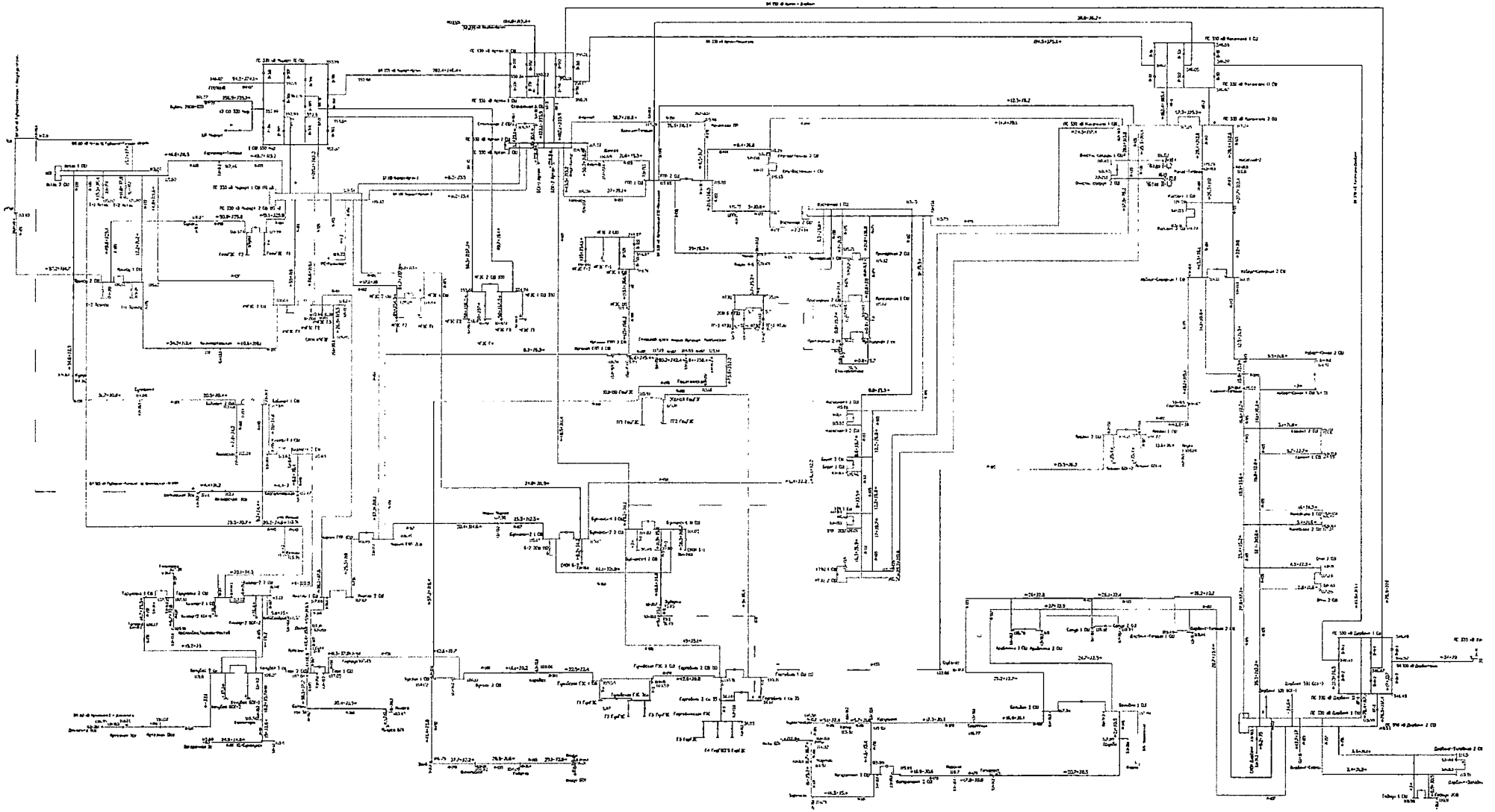


Рисунок 2.15 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

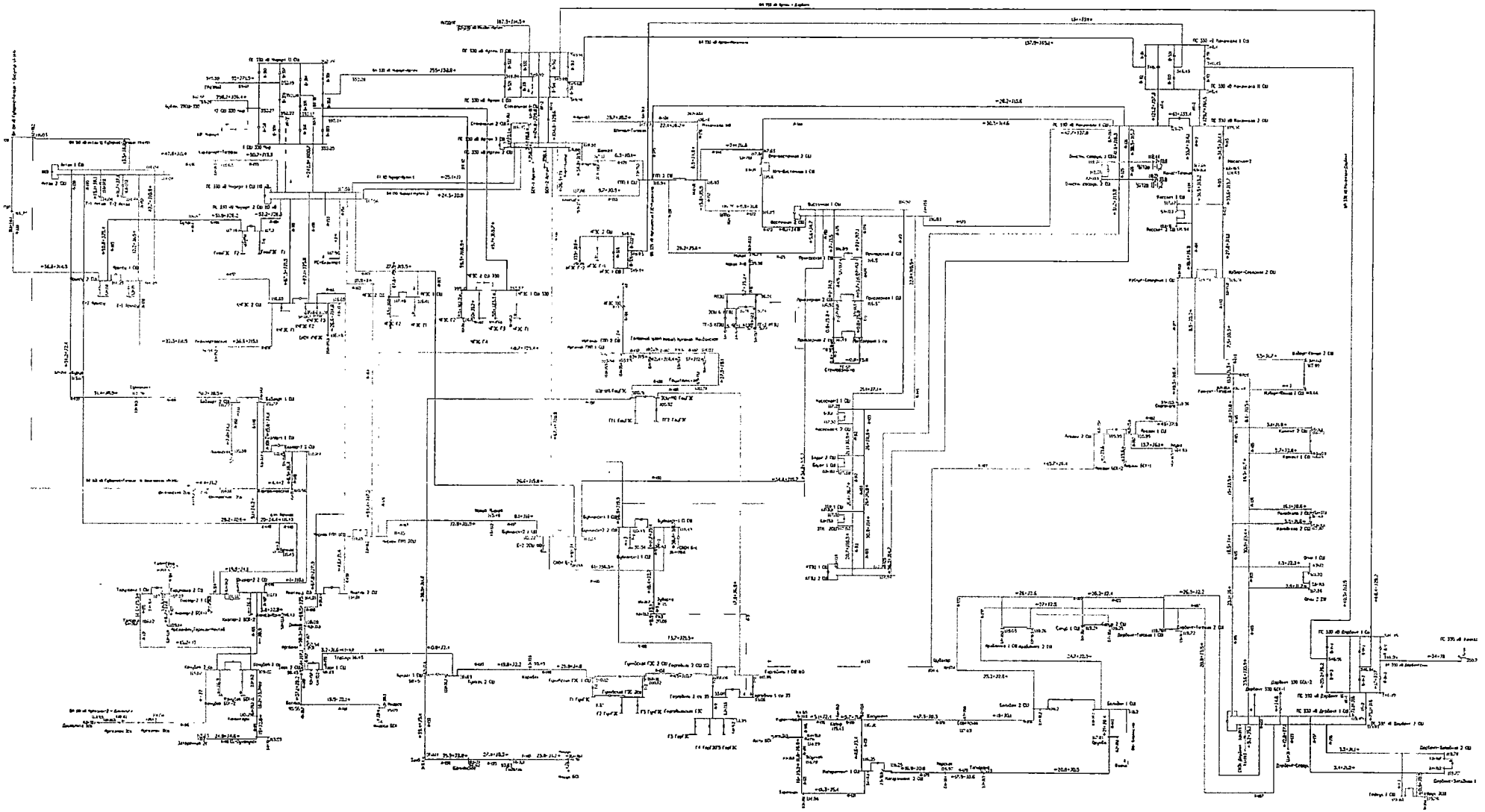


Рисунок 2.16 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

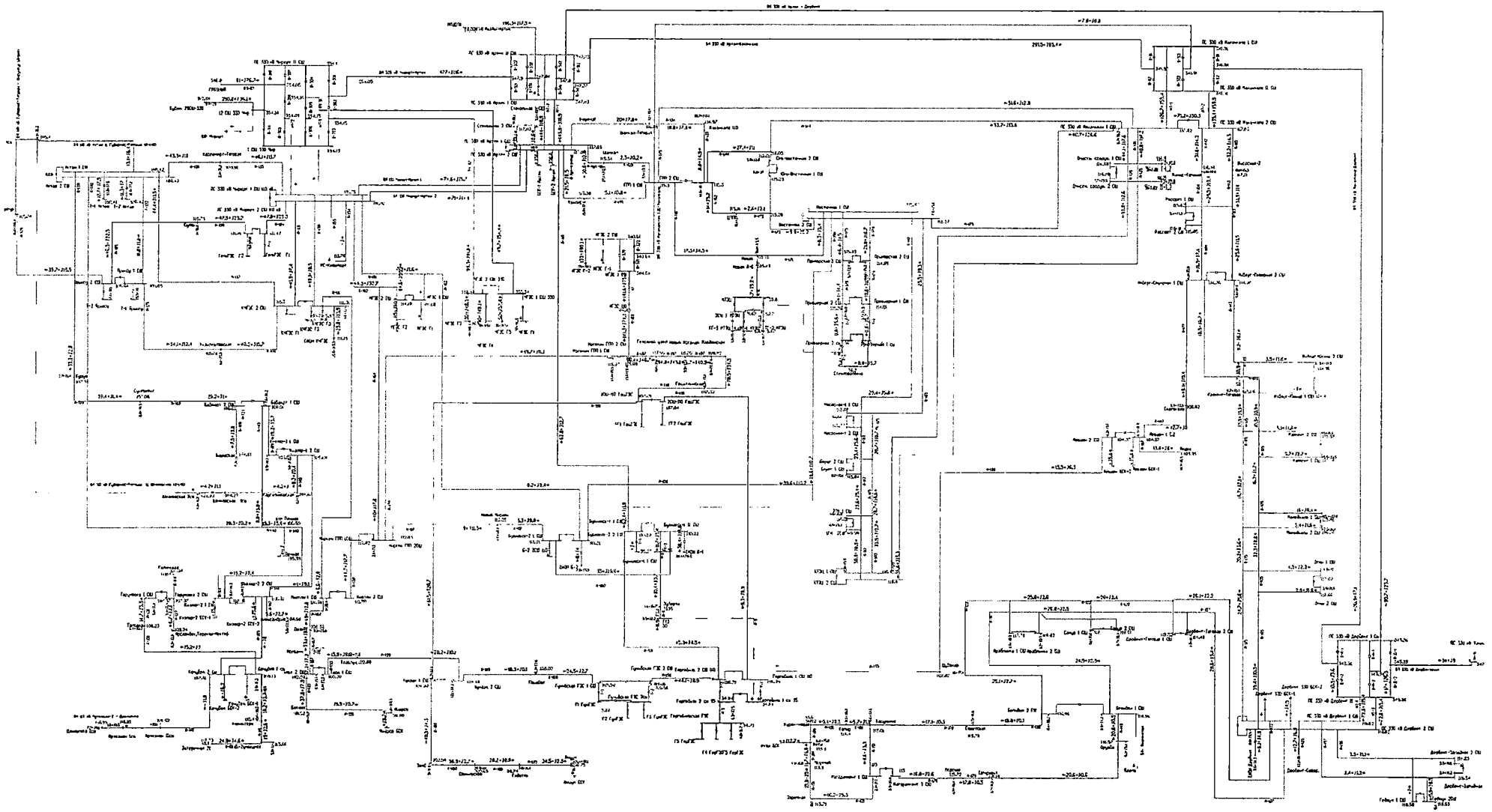


Рисунок 2.17Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

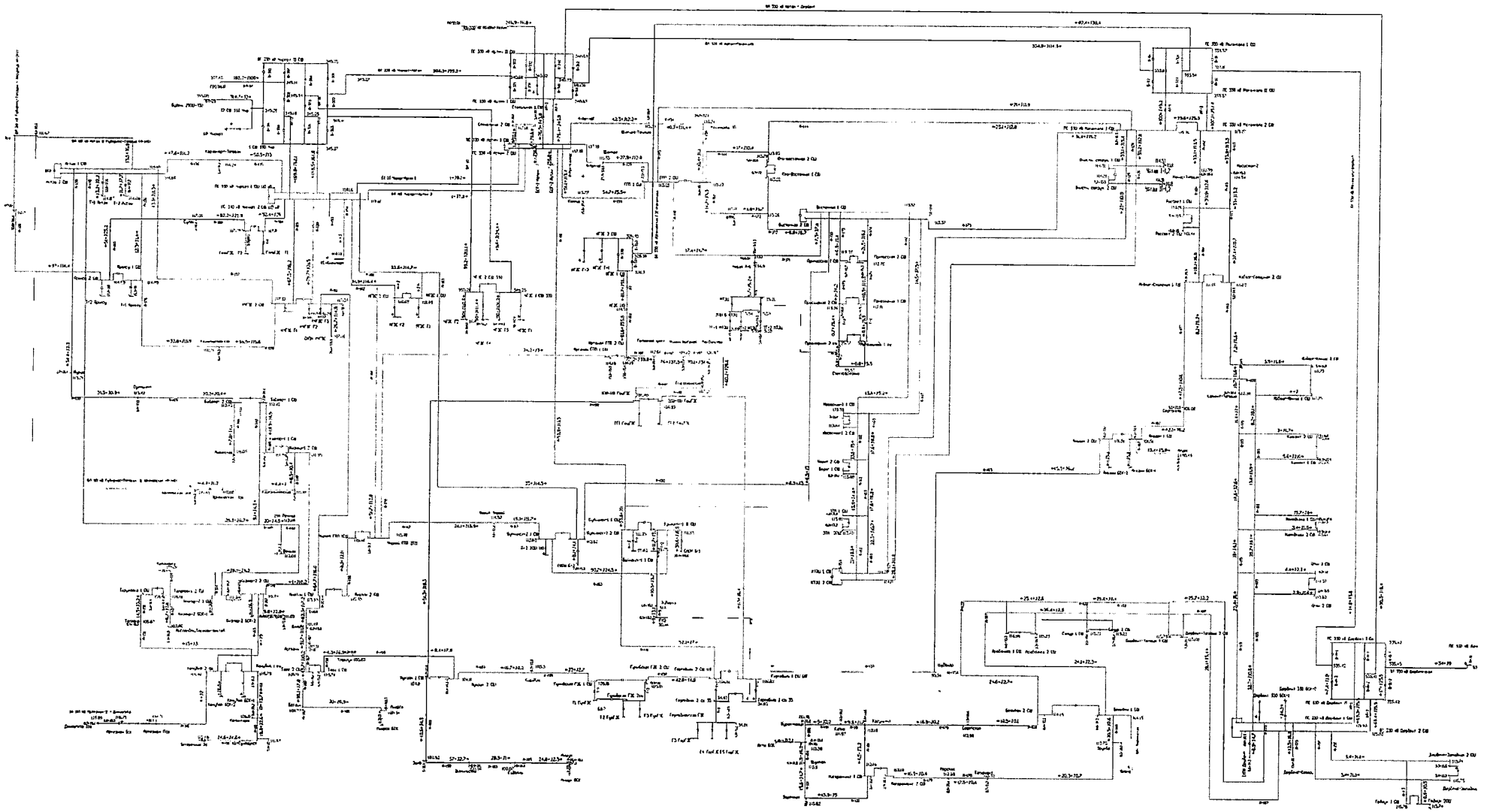


Рисунок 2.18 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал. Нормальный режим.

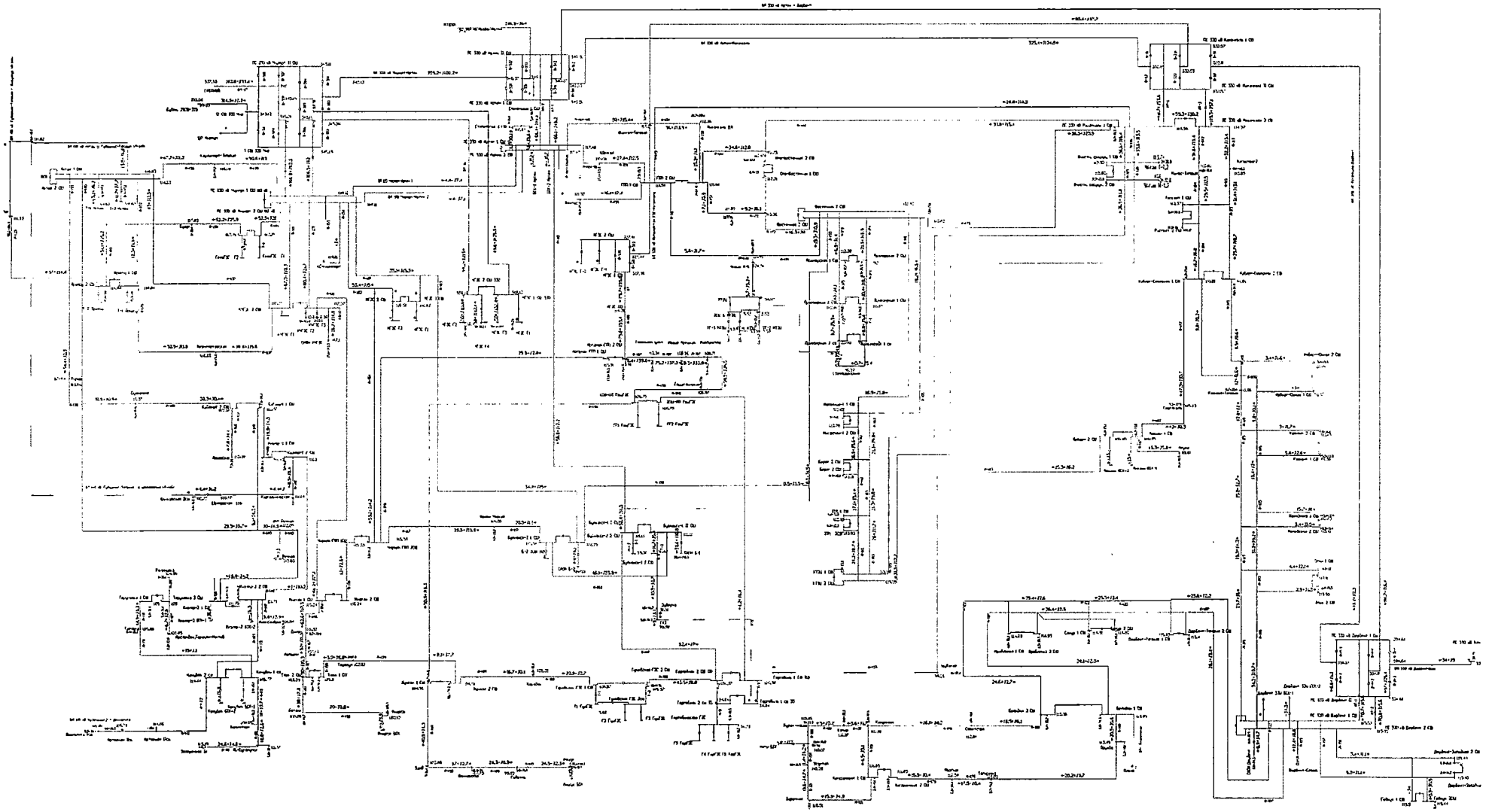


Рисунок 2.19 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Компас в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

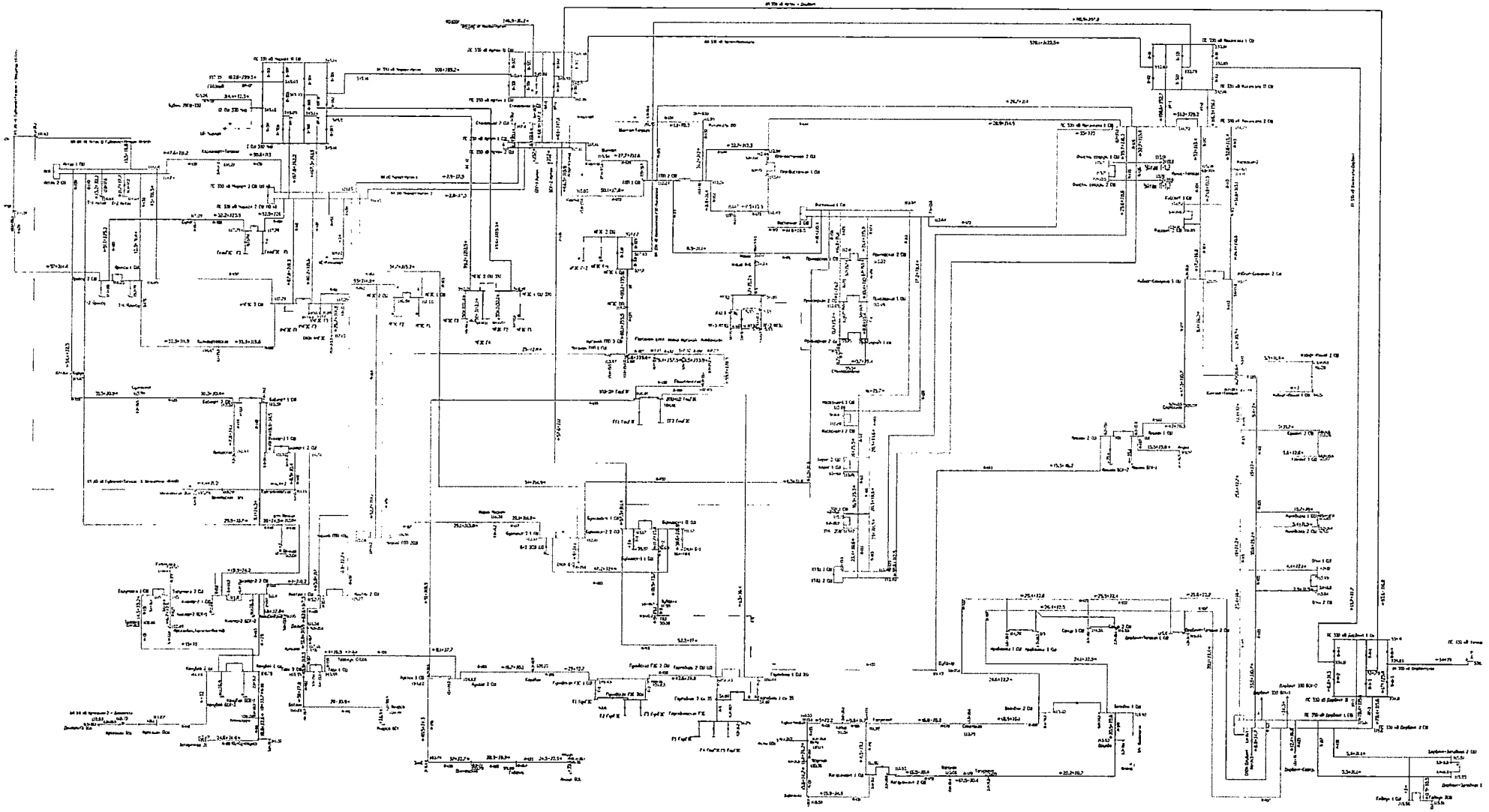


Рисунок 2.20 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

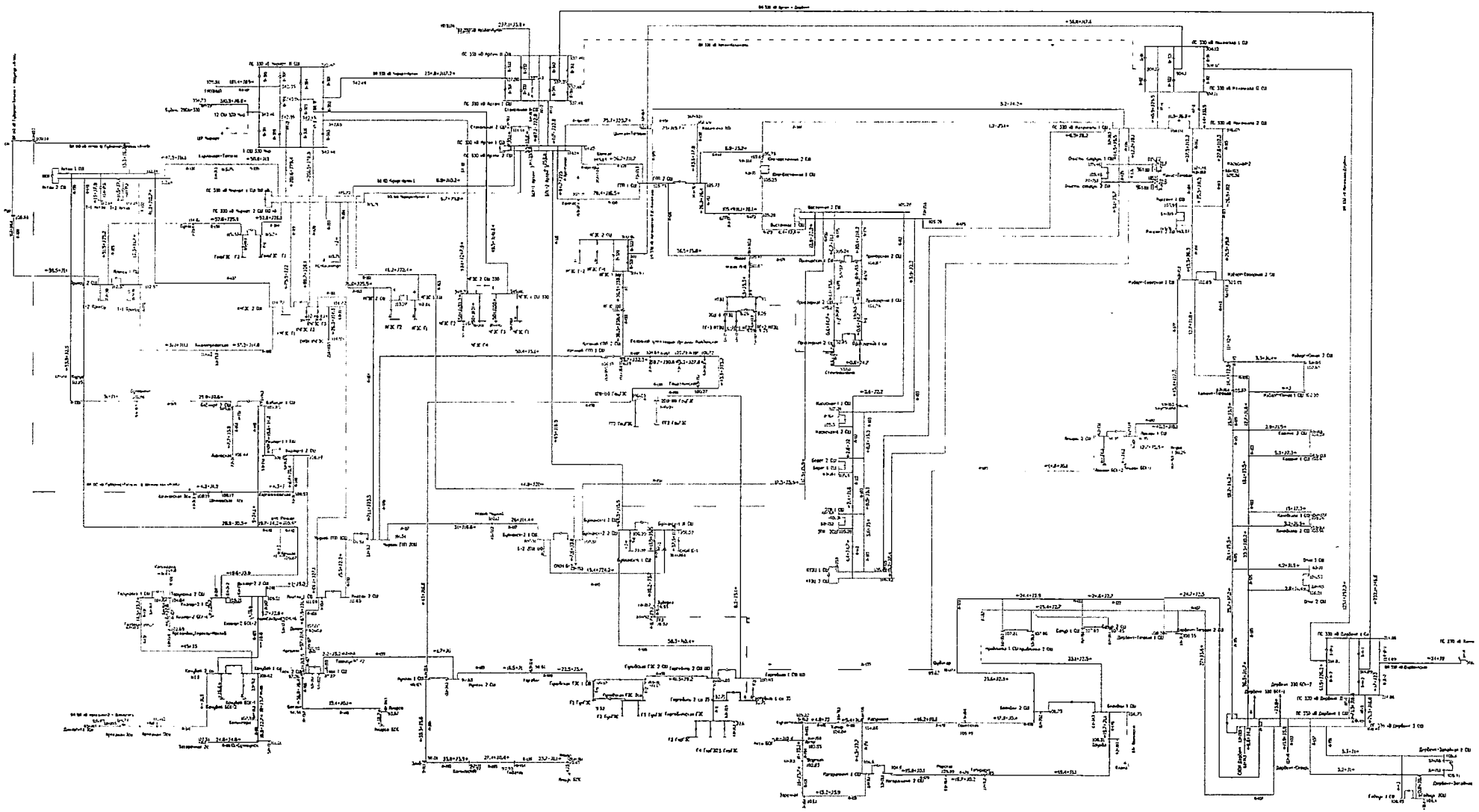


Рисунок 2.21 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

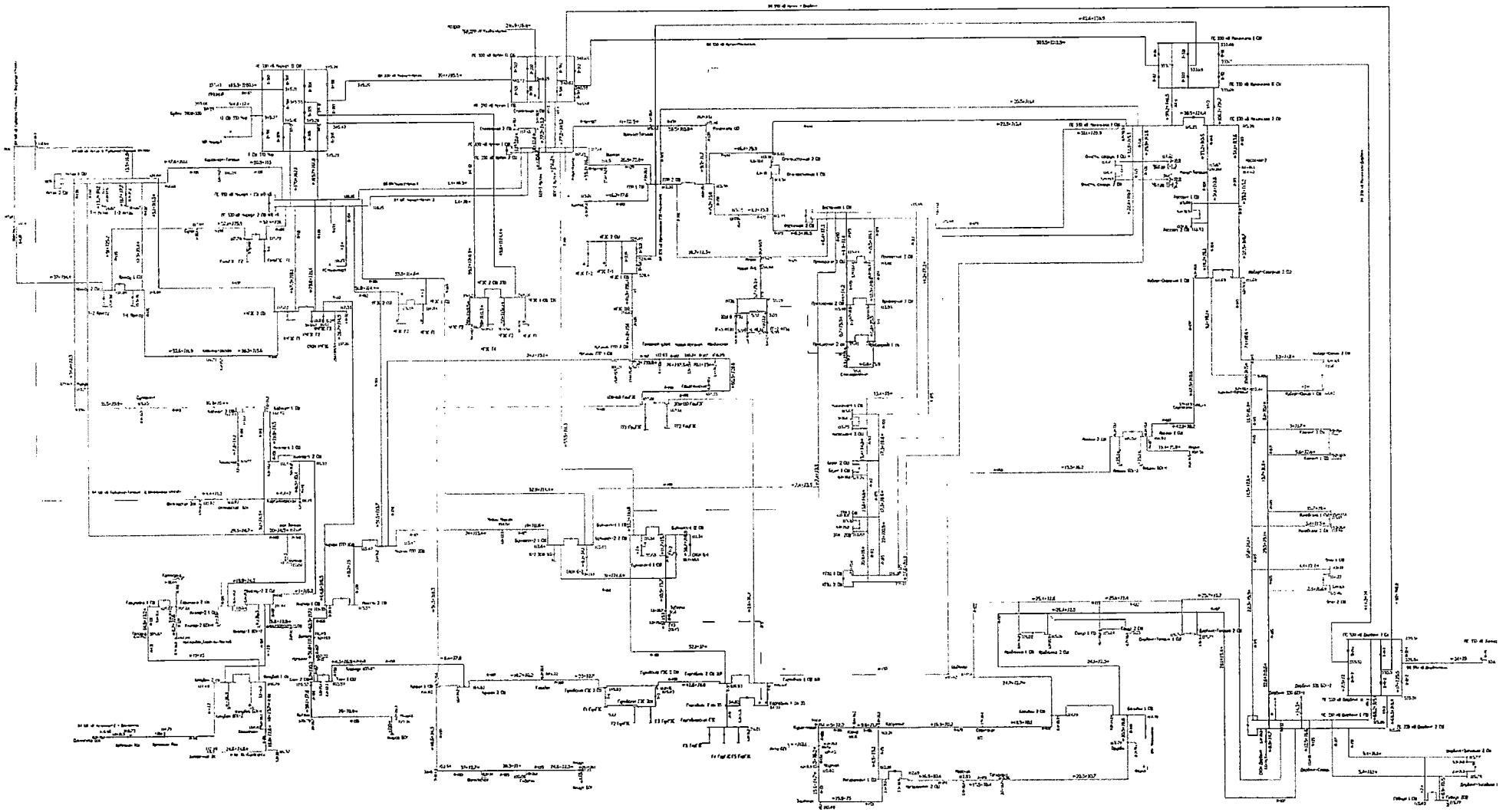


Рисунок 2.22 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас. Нормальный режим.

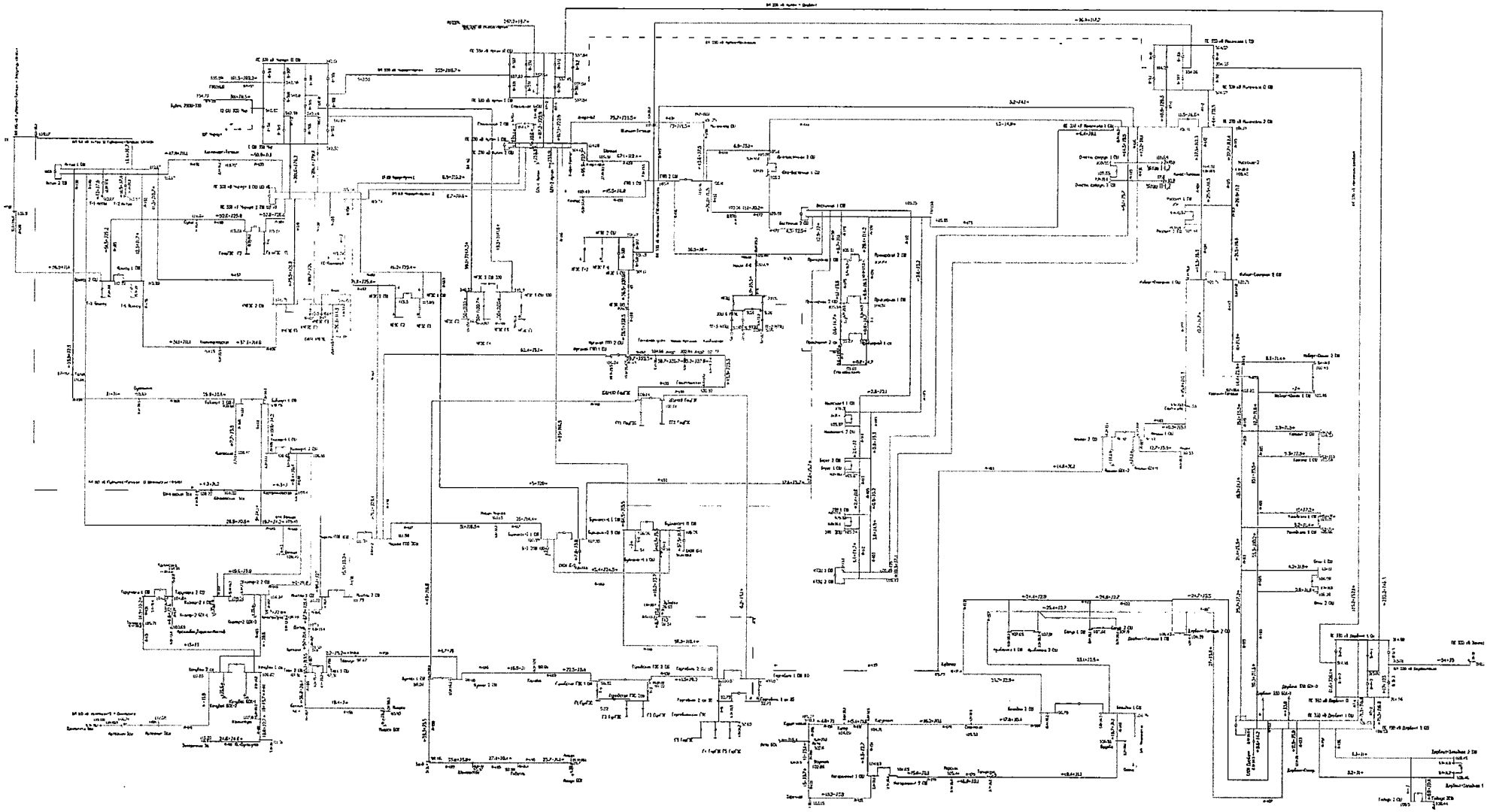


Рисунок 2.23 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас.

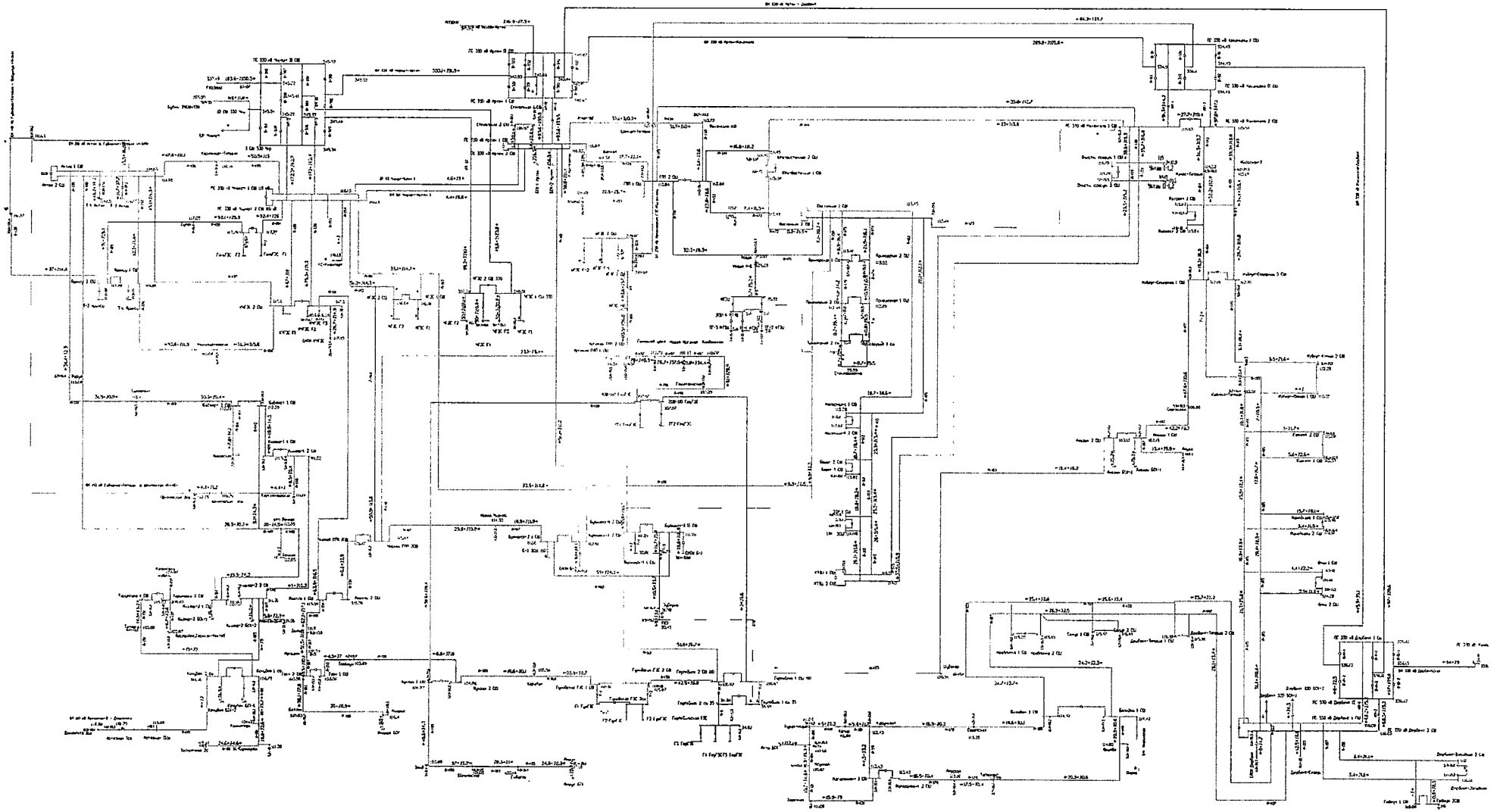


Рисунок 2.24 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173). Нормальный режим.

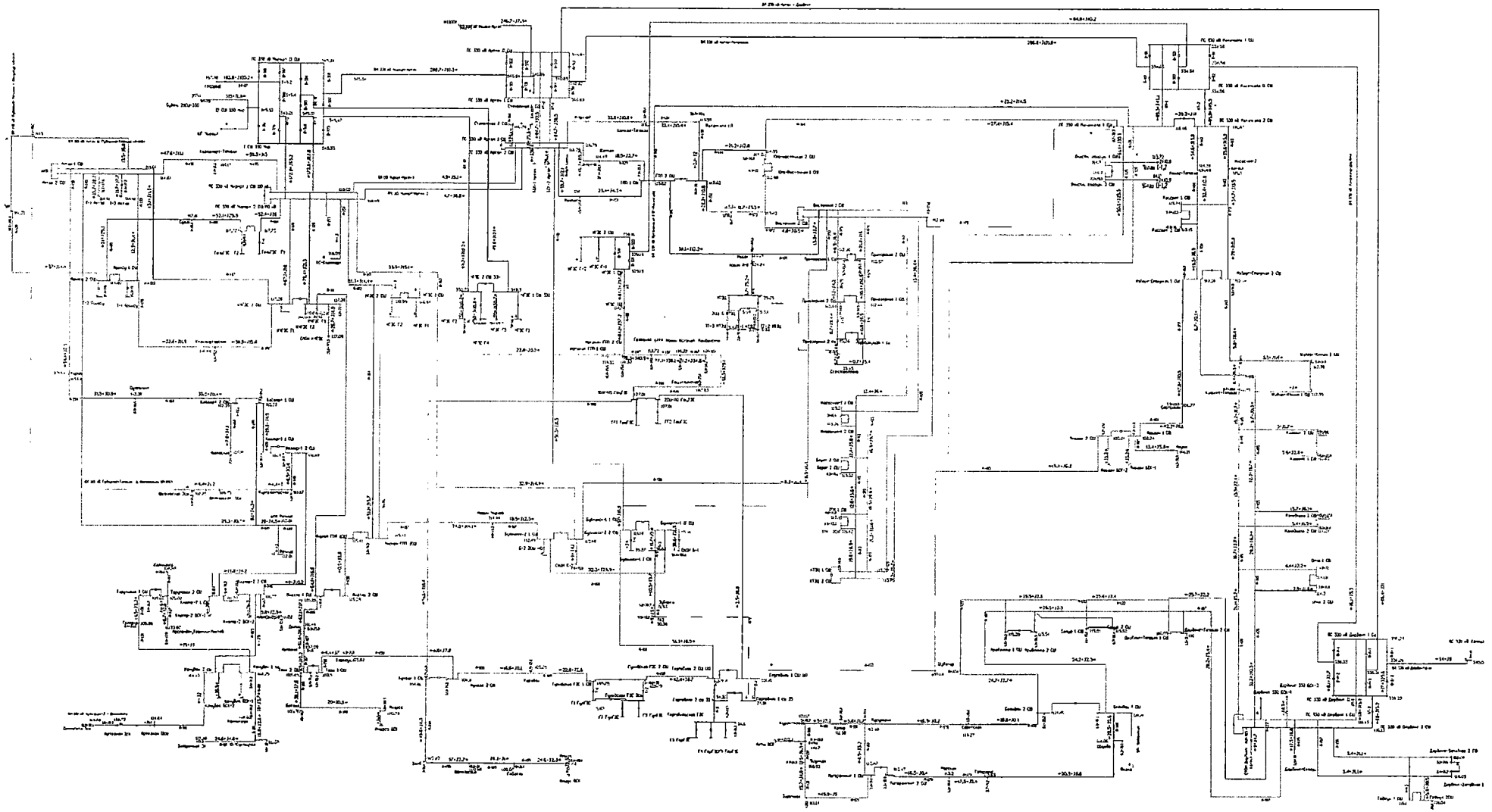


Рисунок 2.25 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

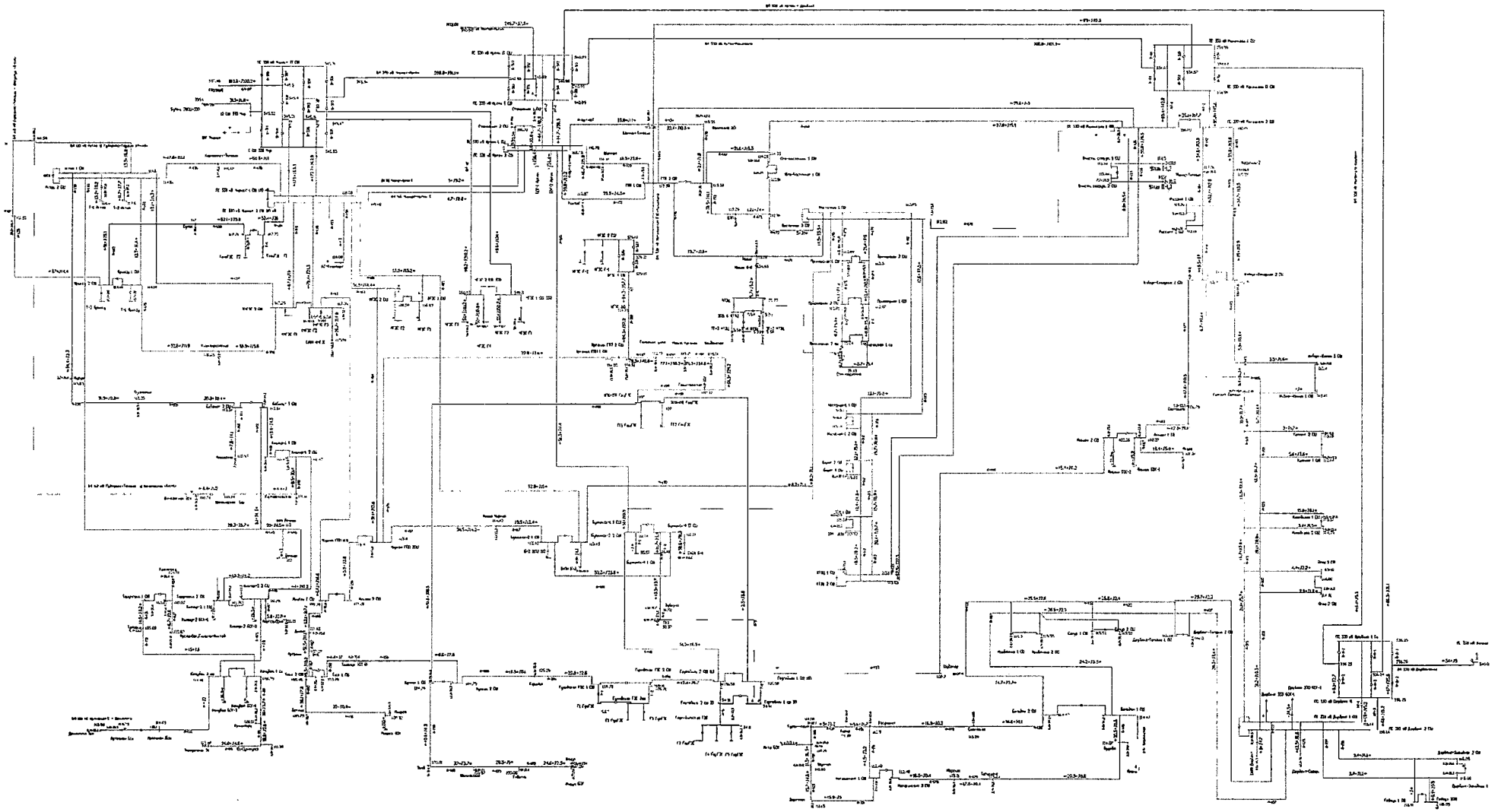


Рисунок 2.26 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

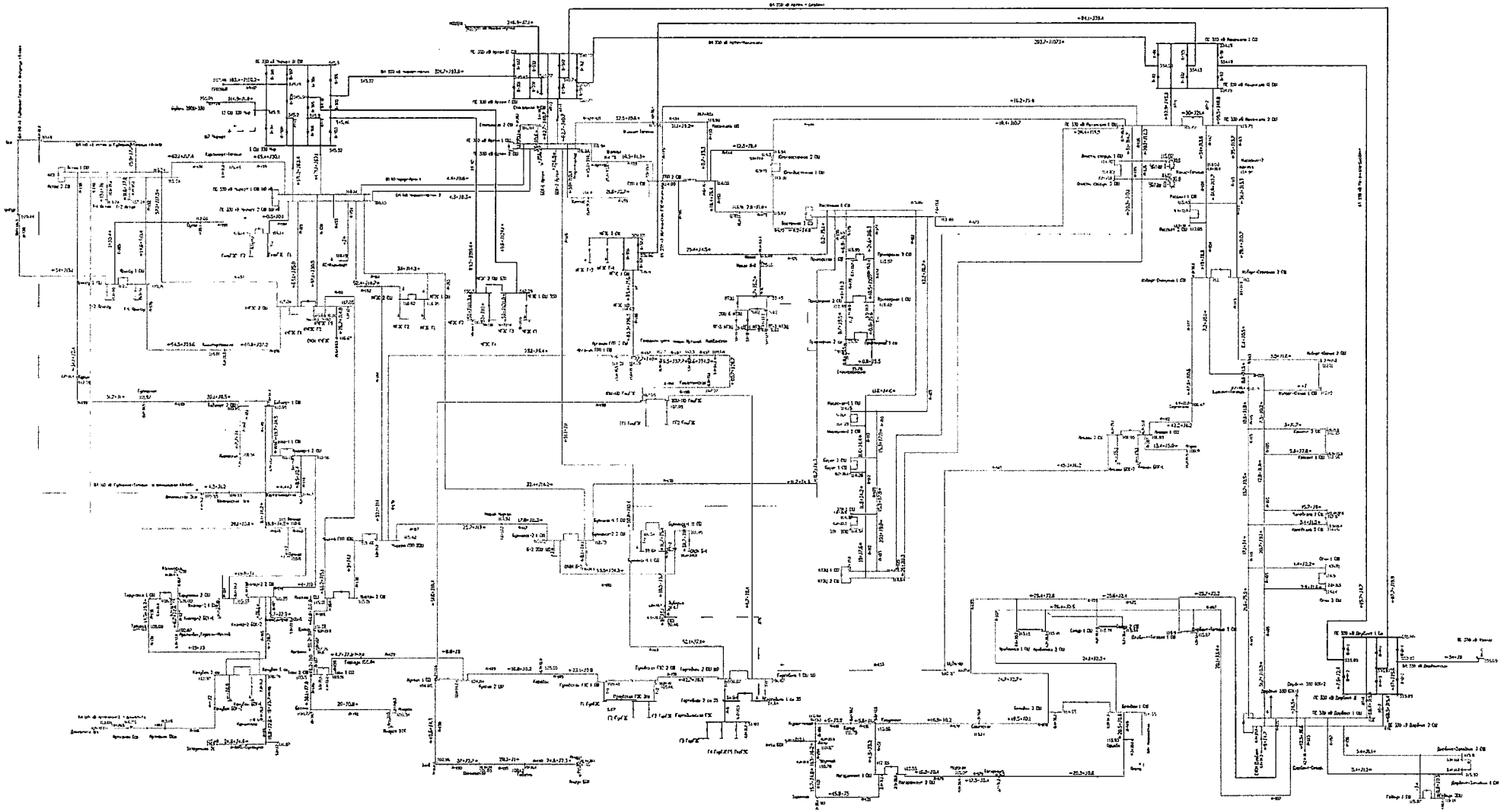


Рисунок 2.27 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199). Нормальный режим.

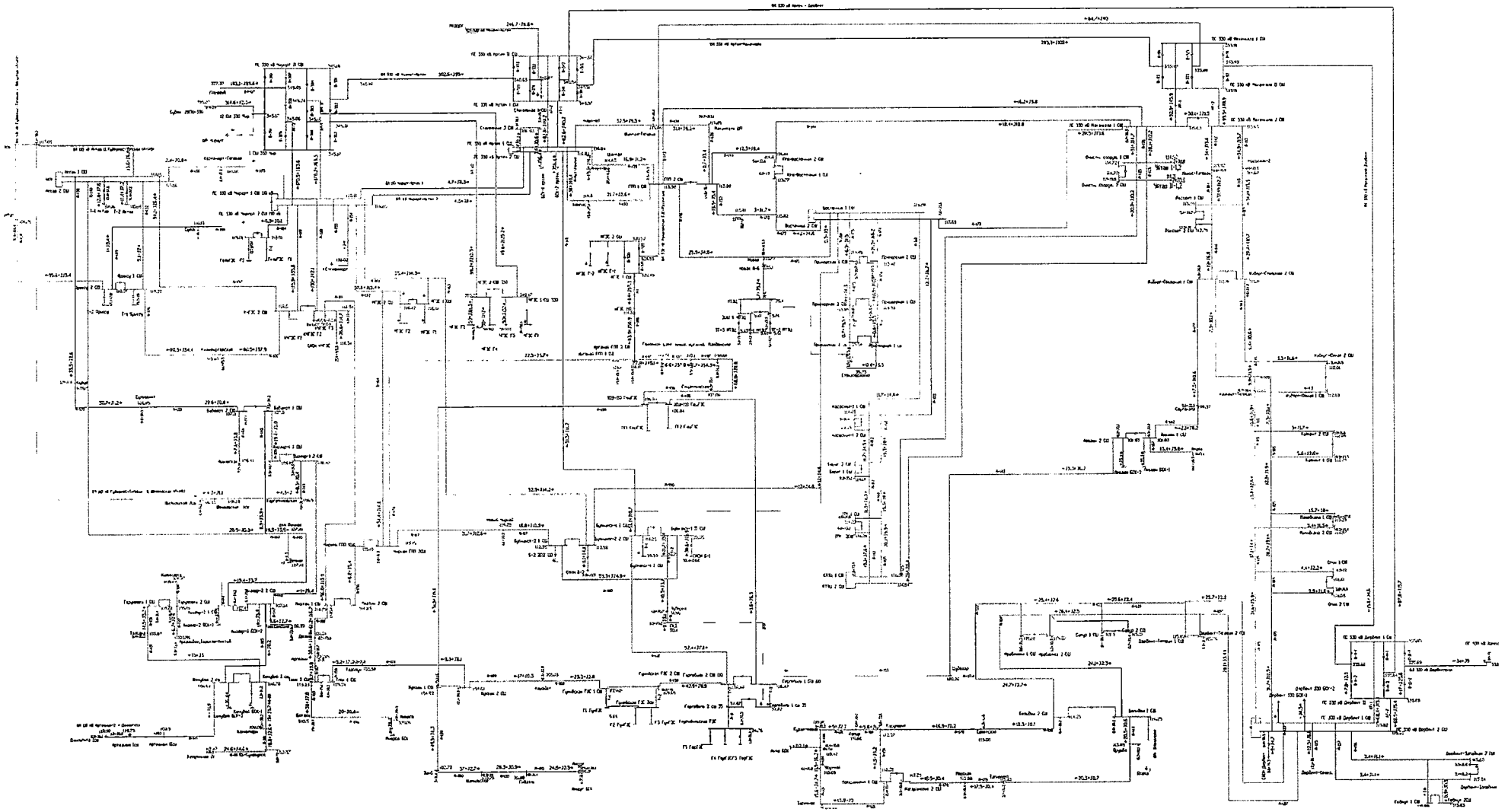


Рисунок 2.28 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чиркюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

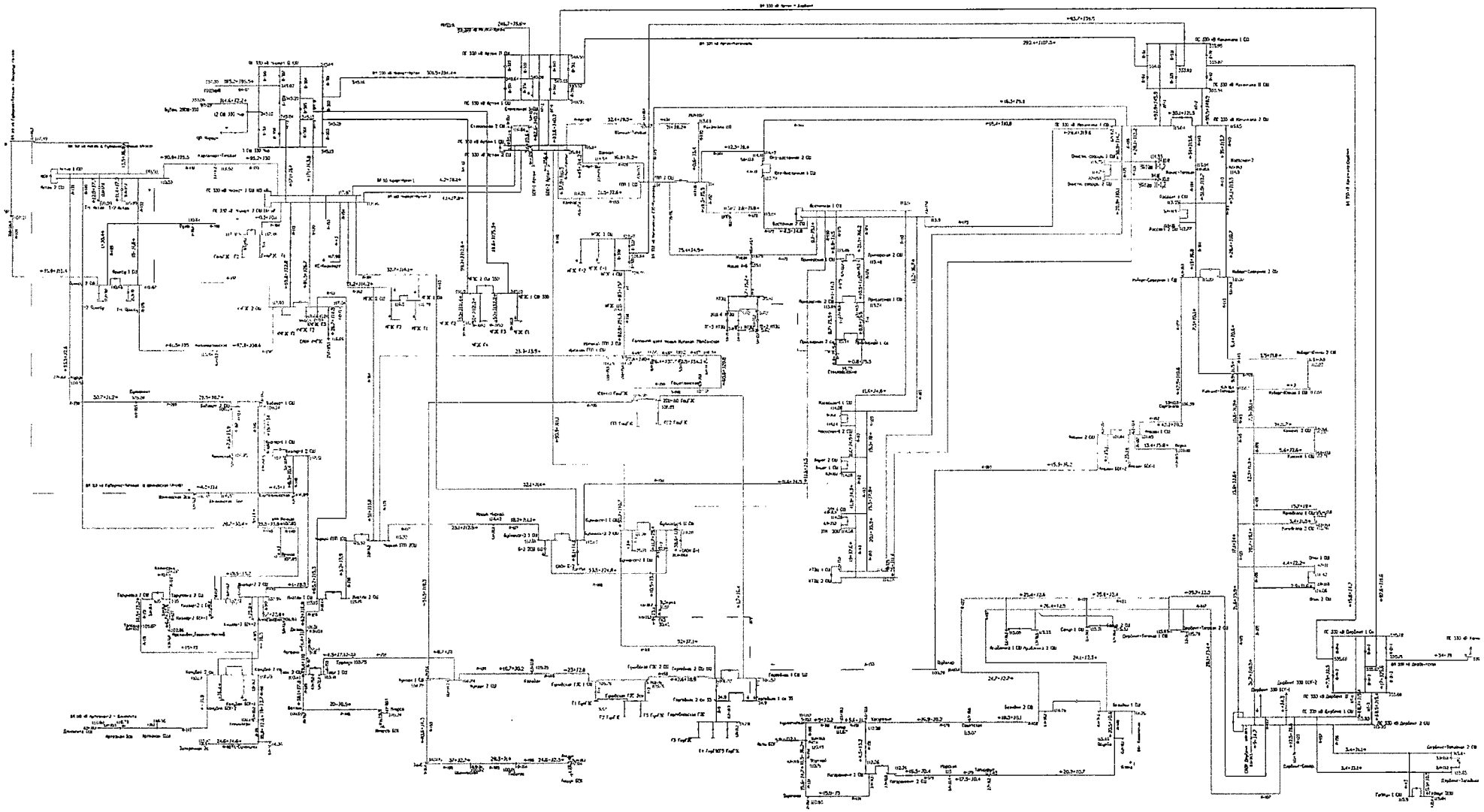


Рисунок 2.29 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

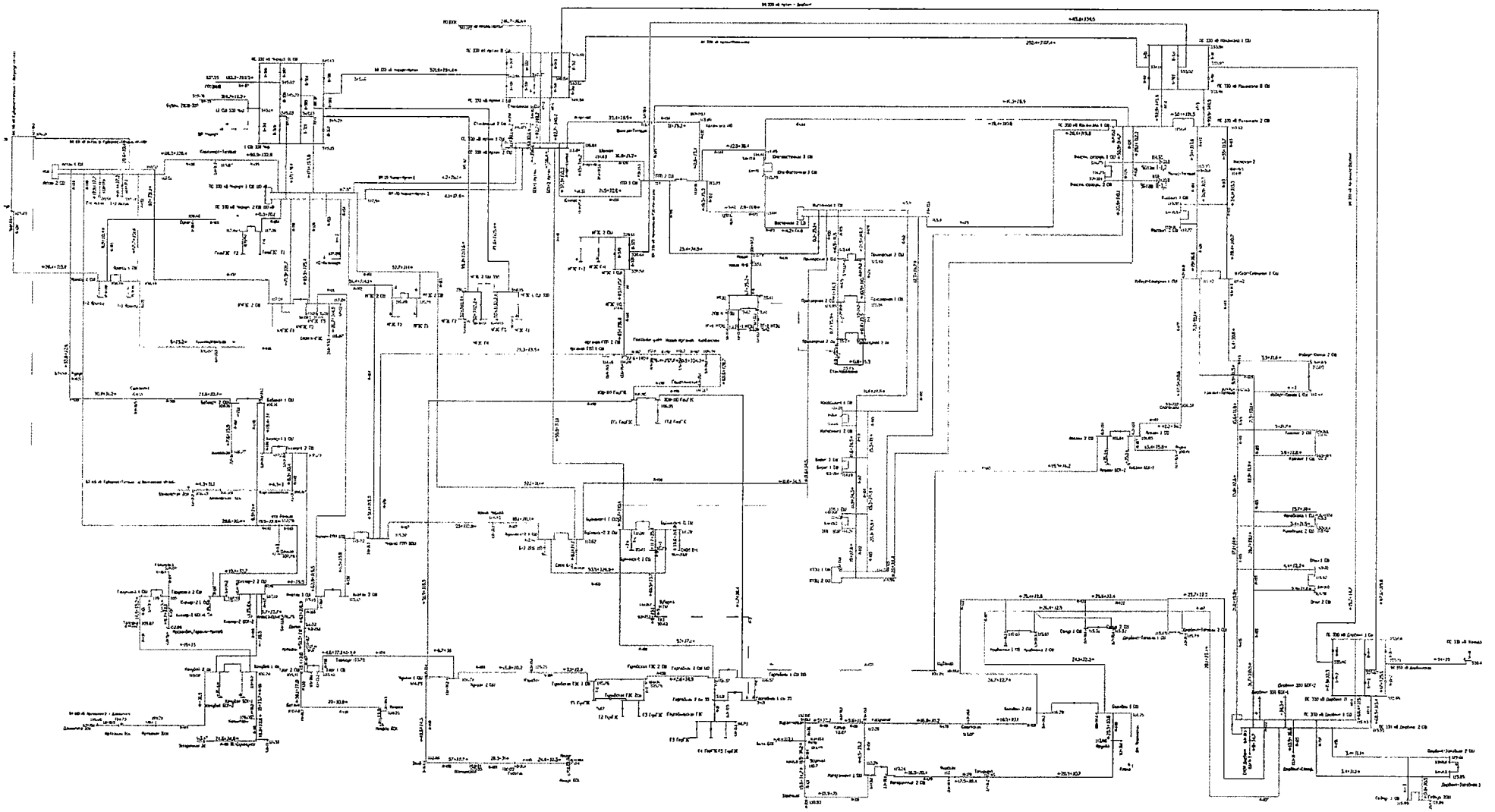


Рисунок 2.30 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

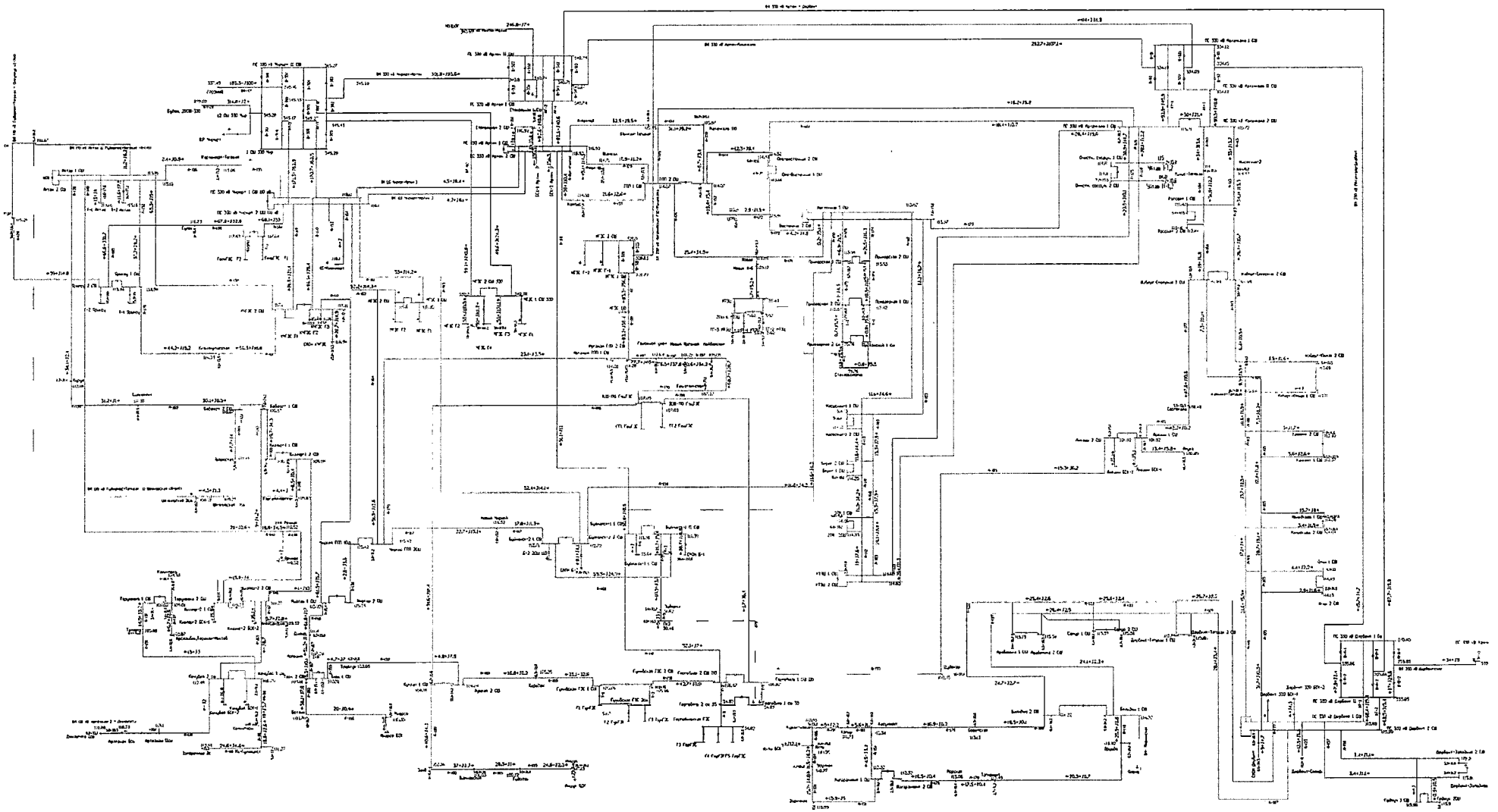


Рисунок 2.31 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135). Нормальный режим.

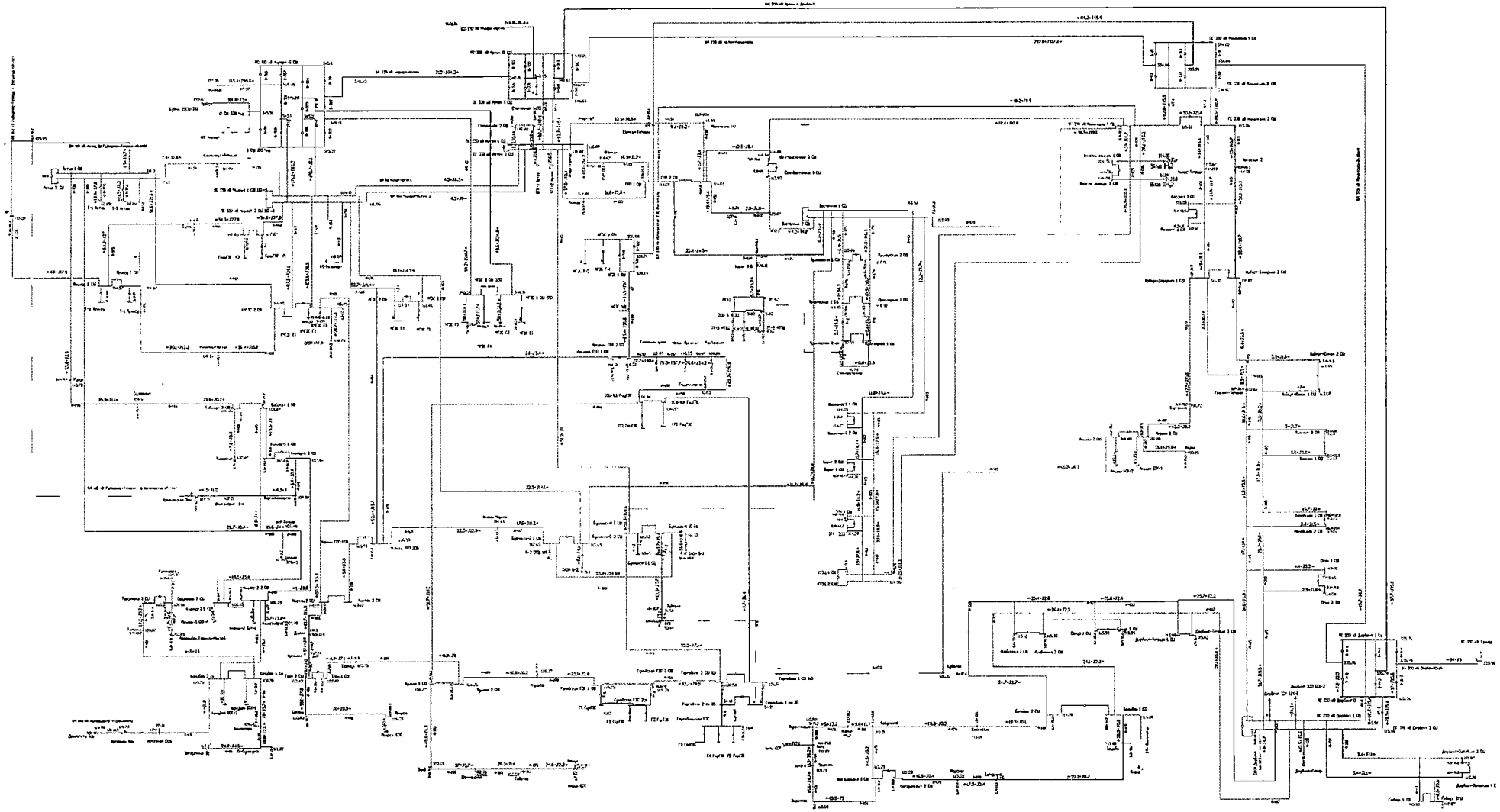


Рисунок 2.32 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт - Тяговая (ВЛ-110-135).

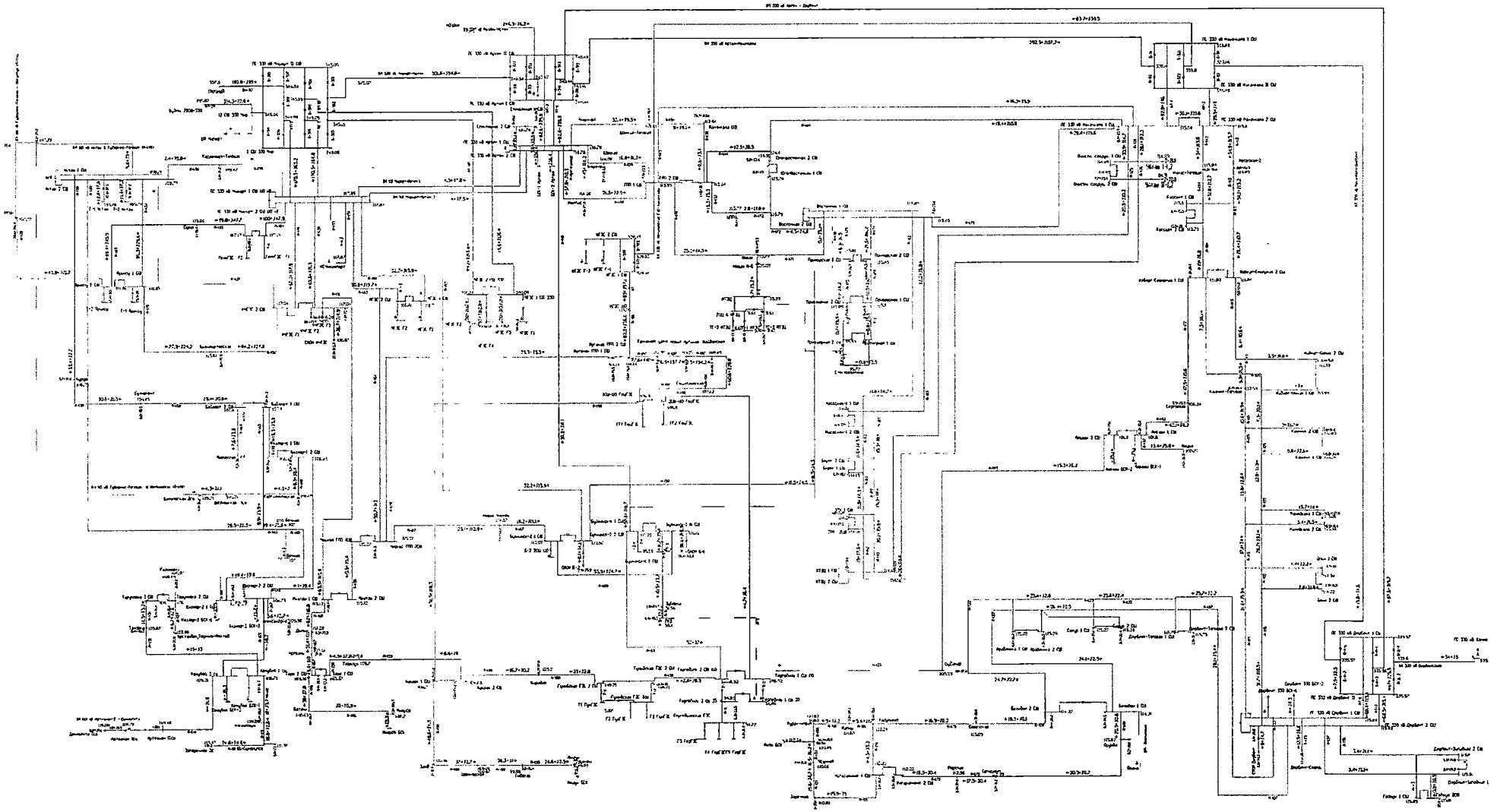


Рисунок 2.33 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт - Тяговая (ВЛ-110-135).

Приложение 3

Базовый вариант.

Летний максимум 2020 года. Температура окружающей среды 35°С. Потребление 990 МВт.

Нормальная схема

Таблица 3.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	290 350	233 281	233 281	343 413	343 413	88,6 84,7	
Нормальный режим	Все параметры режима в области допустимых значений						3.1.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба		233	220	158	150	99,9	3.2.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108)	232		14	158	150	102,7	3.3.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107)	120	110	98		306	103,5	3.4.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)	120	110	97	306		103,6	3.5.

Таблица 3.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	ВЛ-110-116	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Уйташ-1	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	449 541	449 541	449 541	343 413	565 752	869 1005	88,6 84,7	
Аварийное откл. 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала	597*	578*	466*	415*	605**	867	98,1	3.6.

*-перегруз ликвидируется загрузкой Г-1 Миатлинской ГЭС с выделением на ПС 110 кВ Восточная и отключением части потребителей на величину до 60 МВт.

**-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС.

Таблица 3.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-139	ВЛ 110 кВ Куруш-Сулевкент	ВЛ-110-169	ВЛ-110-109	ВЛ-110-146	ВЛ-110-140	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Александрия	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	449 541	537 647	396 477	290 350	343 413	396 477	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139)	0	27	35	159	24	480*	93,8	3.7.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	471*	446	438*	168	14	0	96,3	3.8.

*-перегрузы и недопустимые снижения напряжений ликвидируются переводом потребителей на соседние энергосистемы (Калмэнерго, Ставропольэнерго)

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 3.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	869 1155	869 1155	449 541	449 541	449 541	565 752	869 1005	343 413	343 413	88,6 84,7	
Нормальный режим	1218*	448	370	322	274	391	745	224	171	98,5	3.9.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	0	450	629**	614**	493**	622***	953***	227	173	111,1	3.10
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент	806	906****	367	318	271	399	858	229	174	111,6	3.11
Аварийное откл. АТ на ПС 330 кВ Ирганайской ГЭС	820	450	364	315	268	386	786	227	173	110,6	3.12

*- перегруз в ремонтной схеме ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная, разгрузкой Ирганайской ГЭС, разрывом транзита 110 кВ между ПС 330 кВ Махачкала и ПС 330 кВ Дербент, переключением анцапф РПН АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала в 11-е положение.

**-перегруз ликвидируется отключением потребителей на величину до 96 МВт.

***-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС.

****-перегруз ликвидируется переводом потребителей на соседние энергосистемы (Азерэнержи). При невозможности перевода перегруз допустим на 24 часа.

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 3.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	ВЛ-110-188	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	565 752	625 720	625 753	869 1005	449 541	449 541	88,6 84,7	
Нормальный режим	402	323	324	1060*	18	18	100,6	3.13.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем	466	266	266	896*	98	92	101,7	3.14.
Аварийное откл. АТ-2(АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	389	274	274	853	94	88	101,4	3.15.
Аварийное откл. АТ на ПС 330 кВ Ирганайской ГЭС	347	0	0	868	47	43	101,5	3.16.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт	460	340	340	0	123	118	96,3	3.17.

*-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал

Таблица 3.6

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	449 541	449 541	
Нормальный режим	338	285	3.18.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Компас		387	3.19.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	443		3.20.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	416	343	3.21.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Компас

Таблица 3.7

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	449 541	449 541	
Нормальный режим	371	275	3.22.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	441	334	3.23.

Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173)

Таблица 3.8

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-125	ВЛ-110-126	ВЛ-110-144	ВЛ-110-145	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	343 400	297 357	371 447	371 447	
Нормальный режим	321	290	235	221	3.24.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126)	505*		269	255	3.25.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125)		492**	274	260	3.26.

*- перегруз ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная, разгрузкой Ирганайской ГЭС, переключением анцапф РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала, переключением анцапф РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Артем, включением БСК-1 и БСК-2 ПС 330 кВ Артем и отключением потребителей объемом до 4 МВт

**- перегруз ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная, разгрузкой Ирганайской ГЭС, переключением анцапф РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала, переключением анцапф РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Артем, включением БСК-1 и БСК-2 ПС 330 кВ Артем и отключением потребителей объемом до 15 МВт

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 3.9

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	396 477	396 477	449 541	449 541	88,6 84,7	
Нормальный режим	512*	512*	549*	144	100,4	3.27.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)	0	548**	482**	148	101,3	3.28.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	526**	0	503**	170	101,6	3.29.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	492**	537**	0	335	101,9	3.30.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго)

**-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго) и отключением потребителей до 5 МВт.

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт -Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 3.10

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	396 477	449 541	449 541	449 541	537 647	88,6 84,7	
Нормальный режим	566*	452*	282	556*	556*	100,1	3.31.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	702**	138	0	196	196	99,1	3.32.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	0	490**	701**	546**	546	99,6	3.33.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго)

**-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго) и отключением потребителей до 10 МВт.

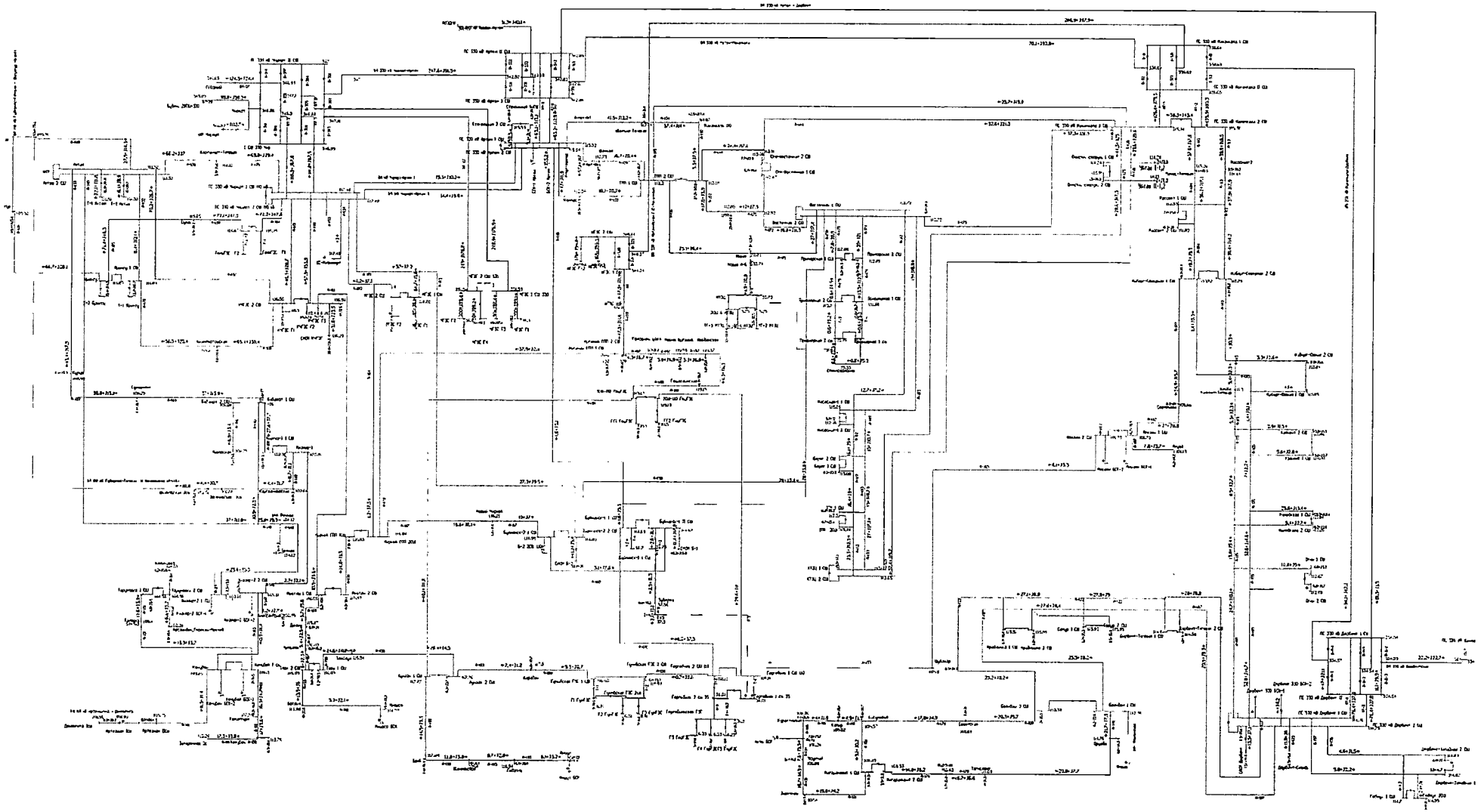


Рисунок 3.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Нормальная схема. Нормальный режим.

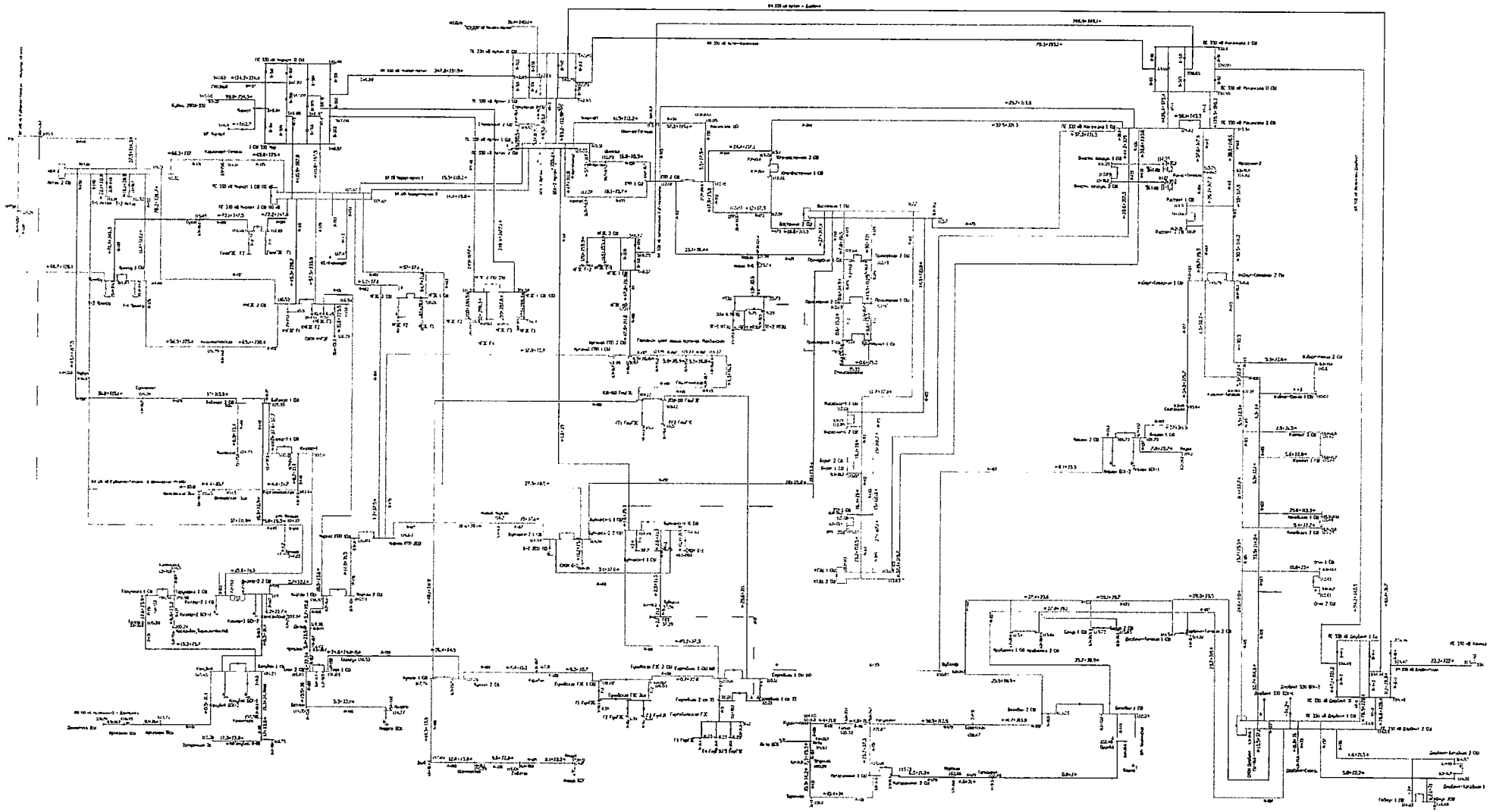


Рисунок 3.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

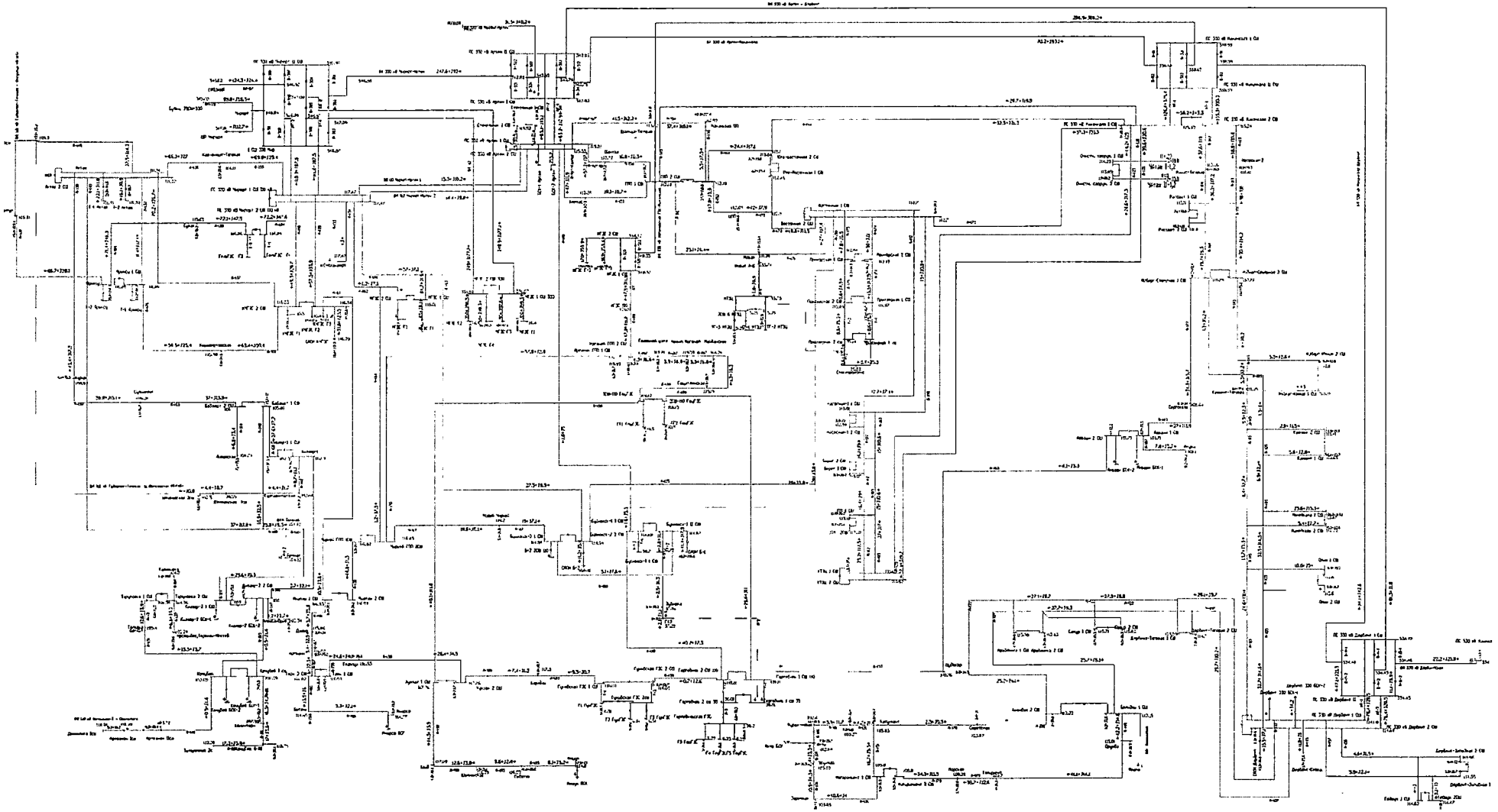


Рисунок 3.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) в нормальной схеме.

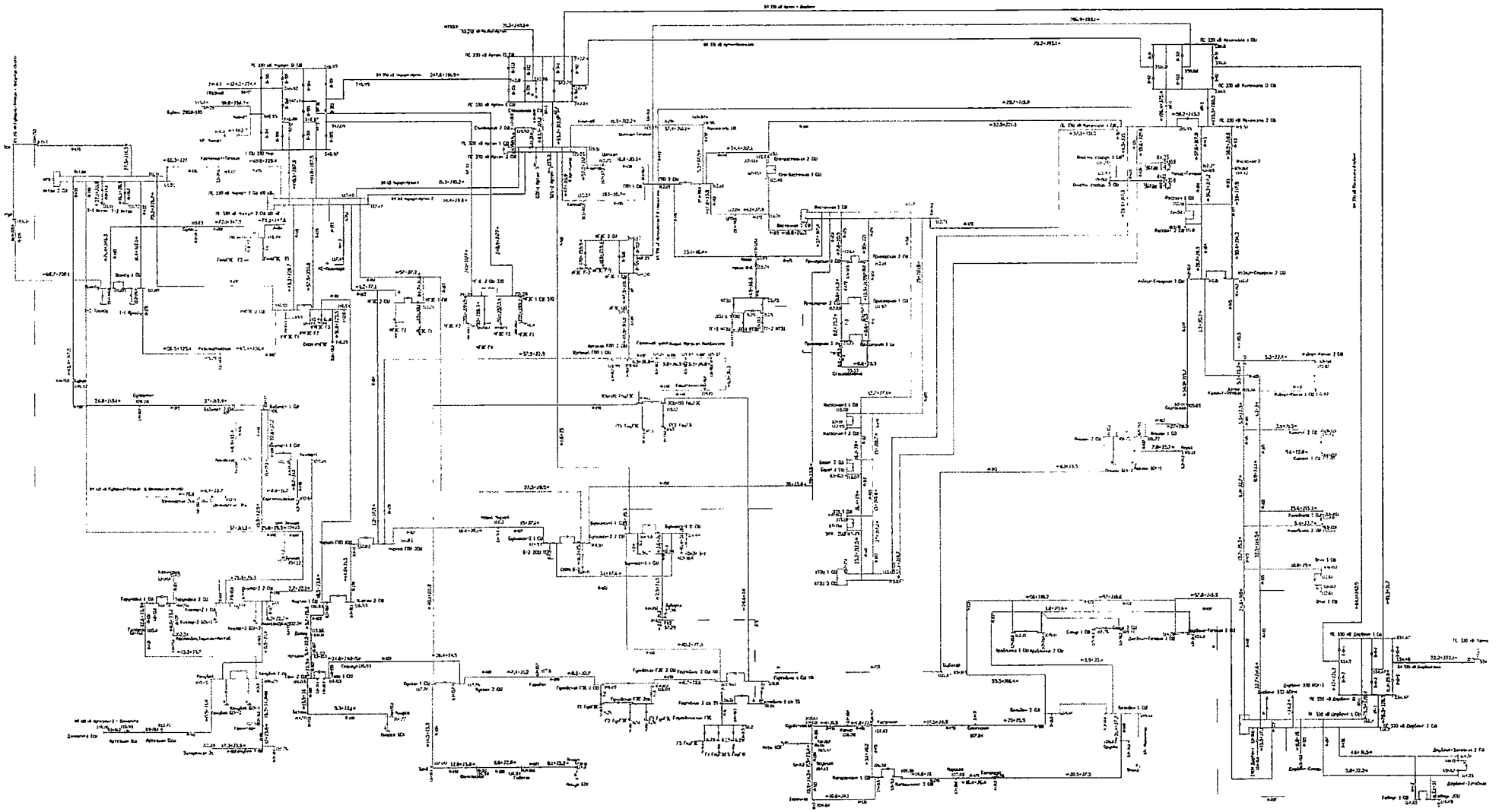


Рисунок 3.4 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) в нормальной схеме.

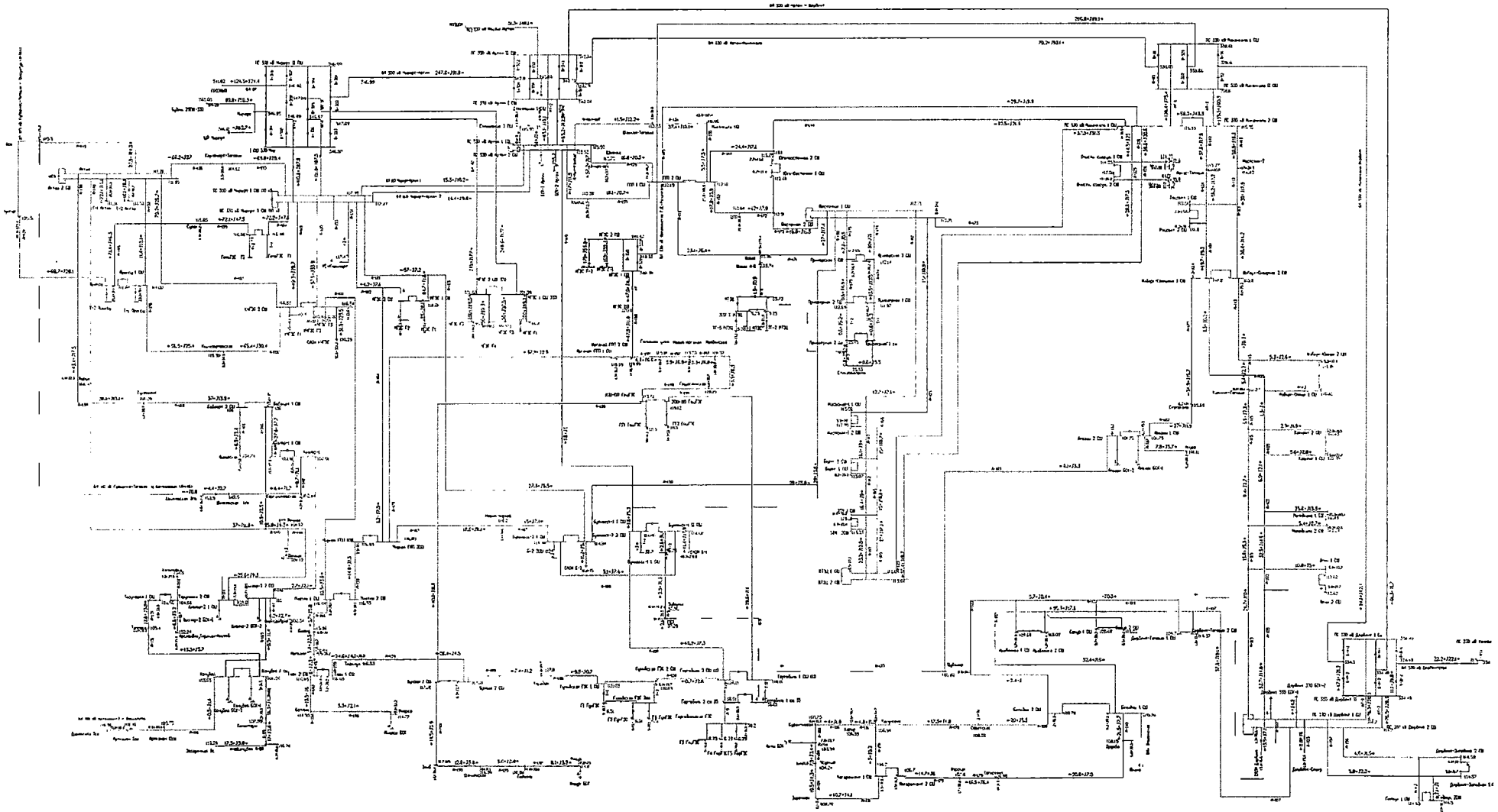


Рисунок 3.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) в нормальной схеме.

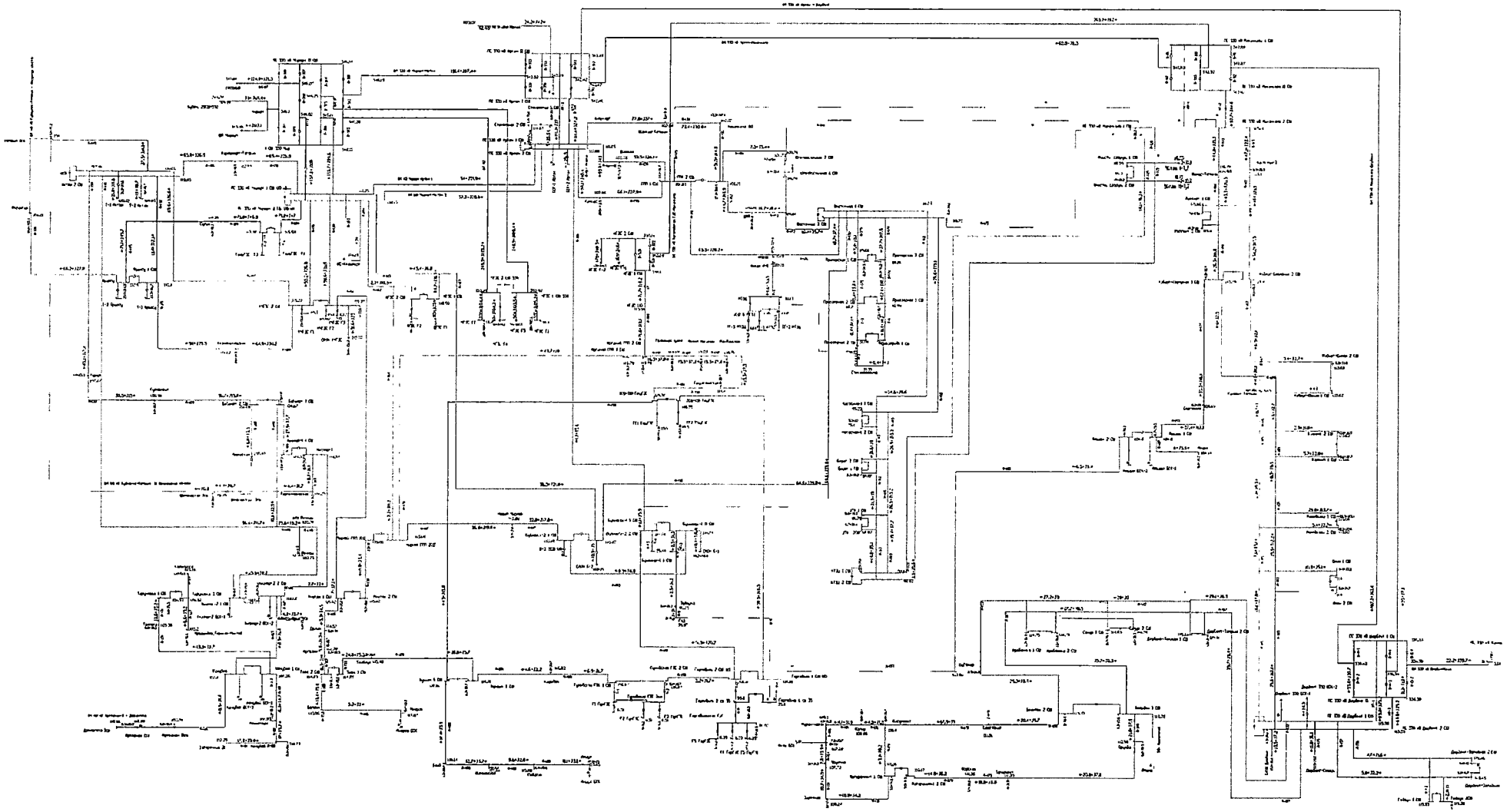


Рисунок 3.6 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме.

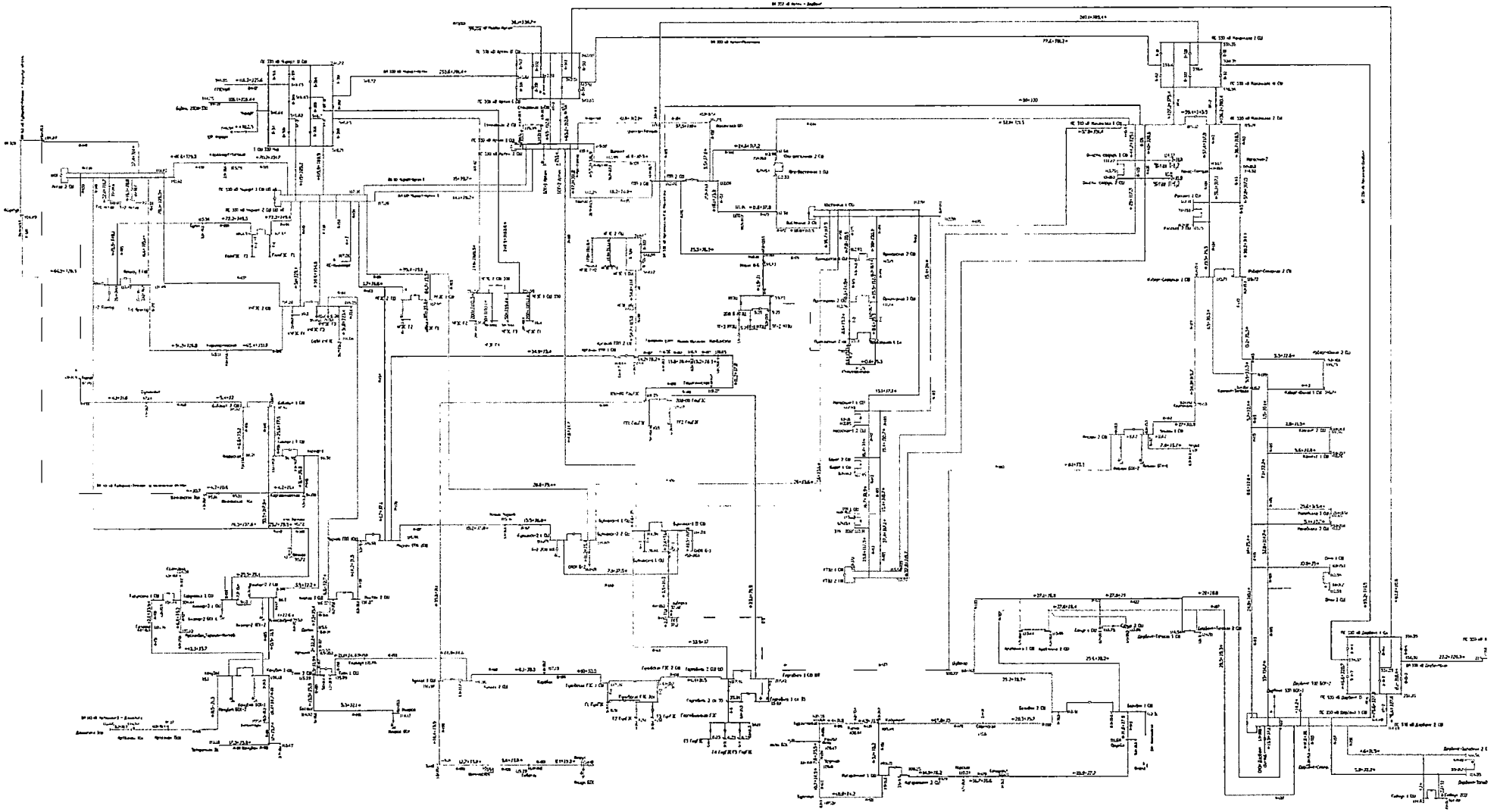


Рисунок 3.7 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139) в нормальной схеме.

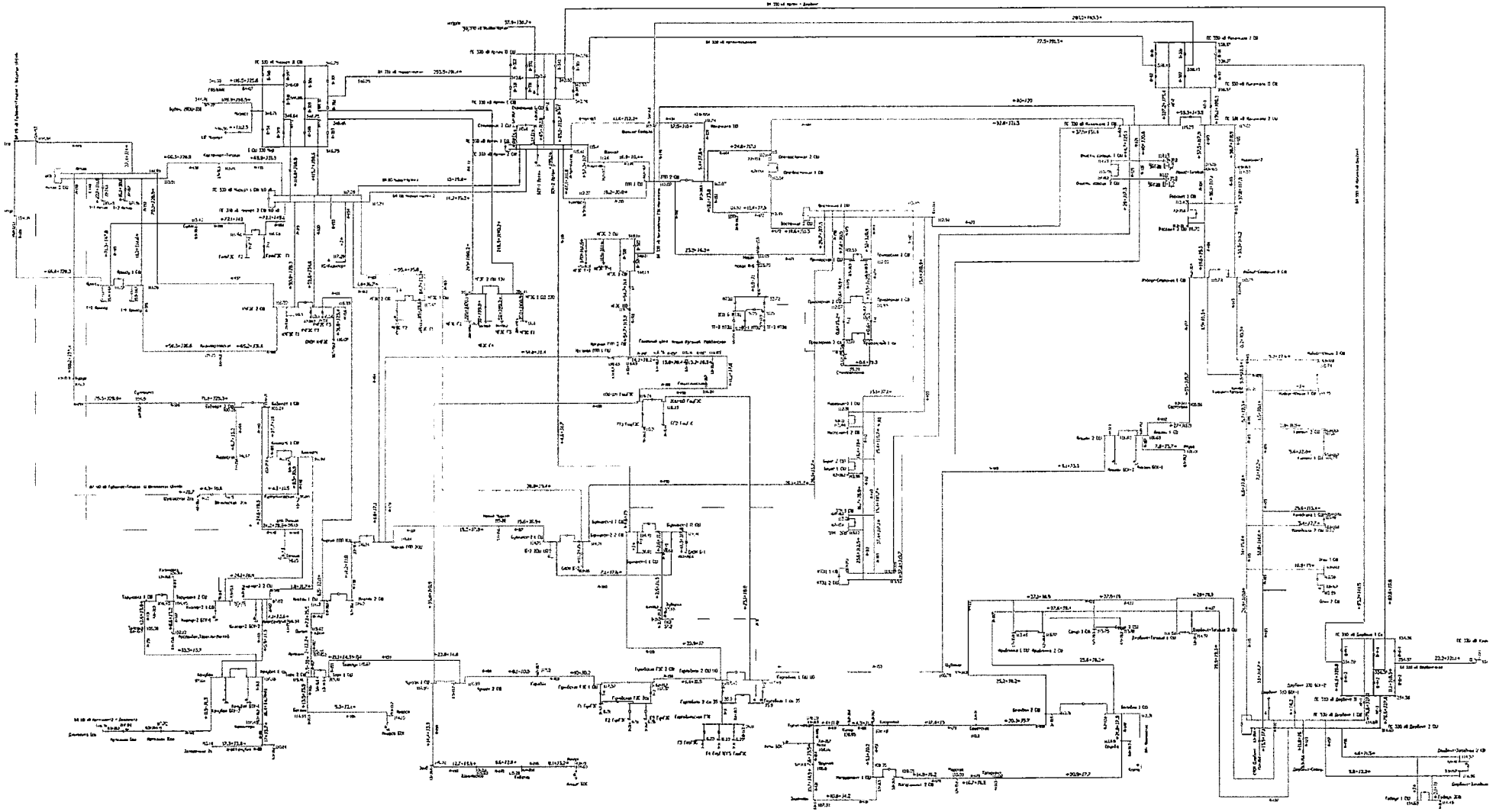


Рисунок 3.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) в нормальной схеме.

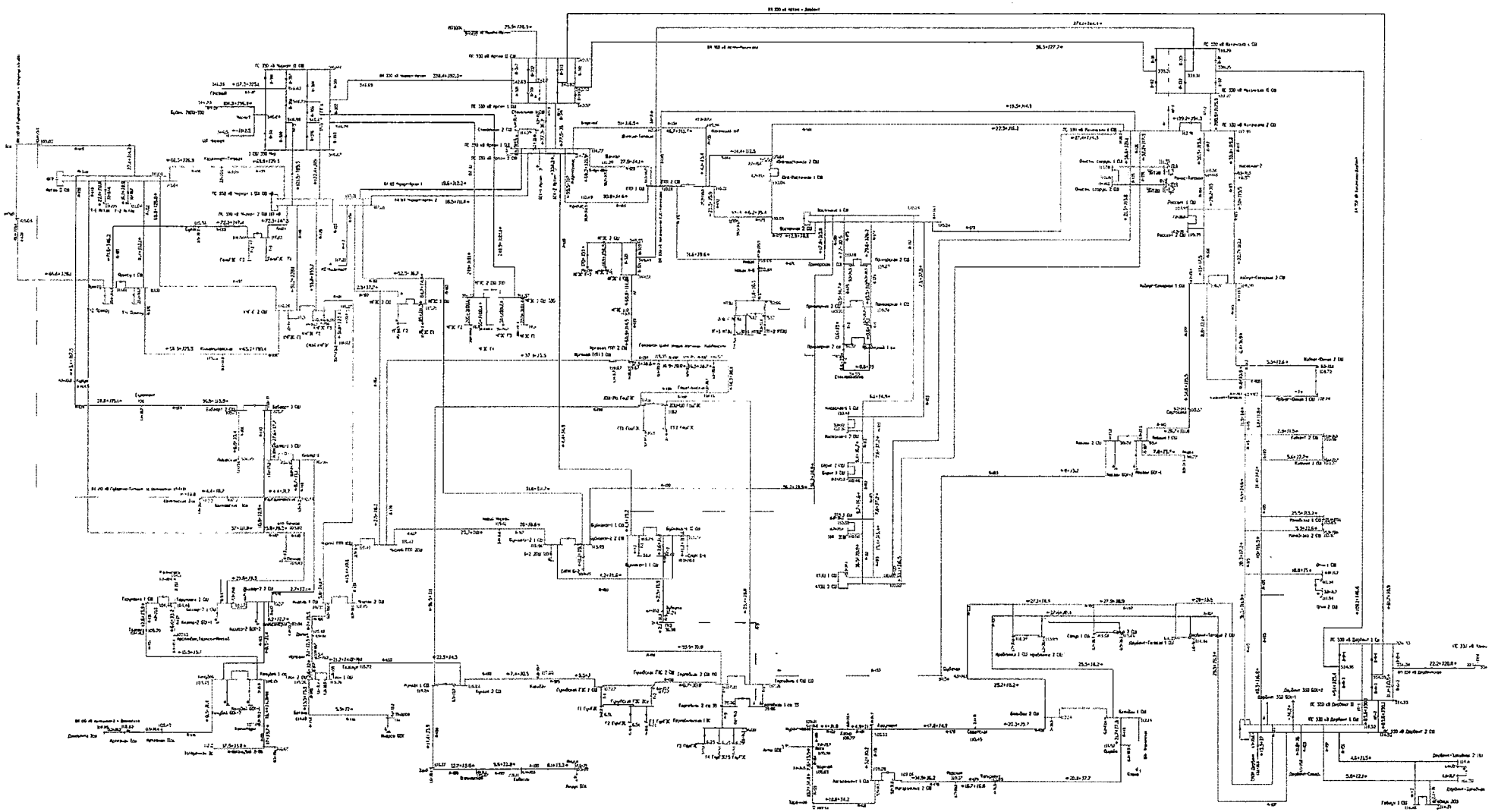


Рисунок 3.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

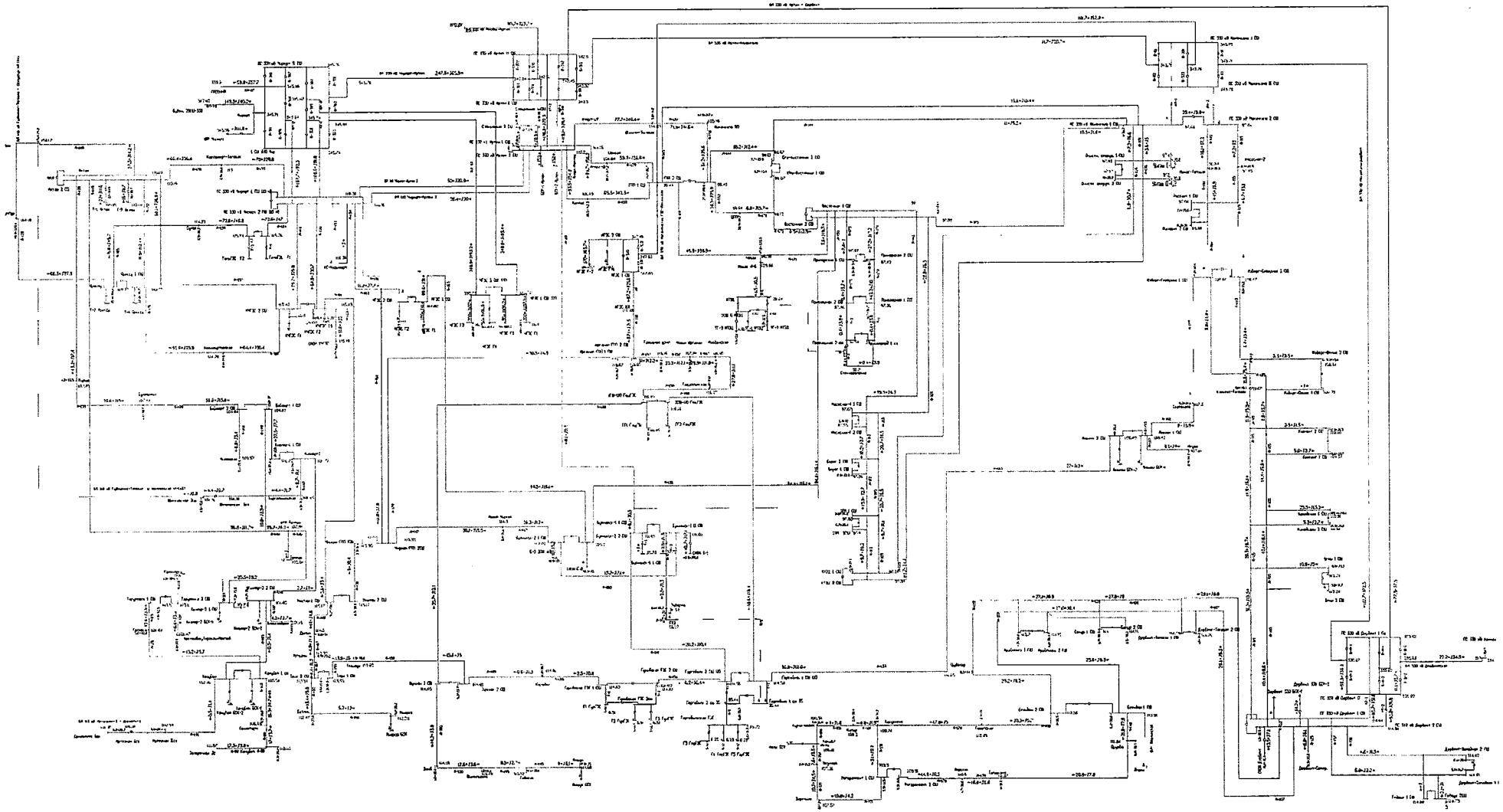


Рисунок 3.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

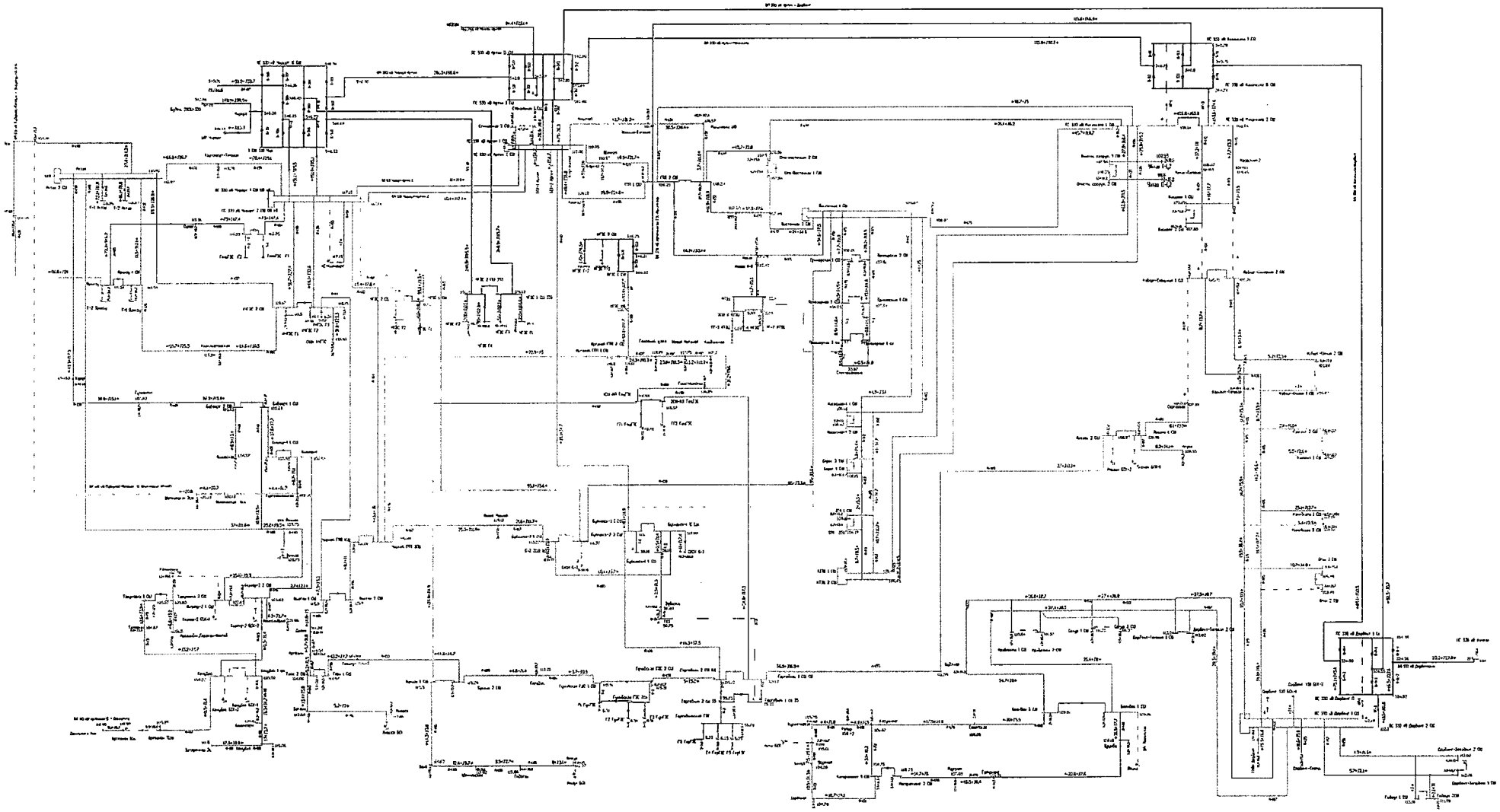


Рисунок 3.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

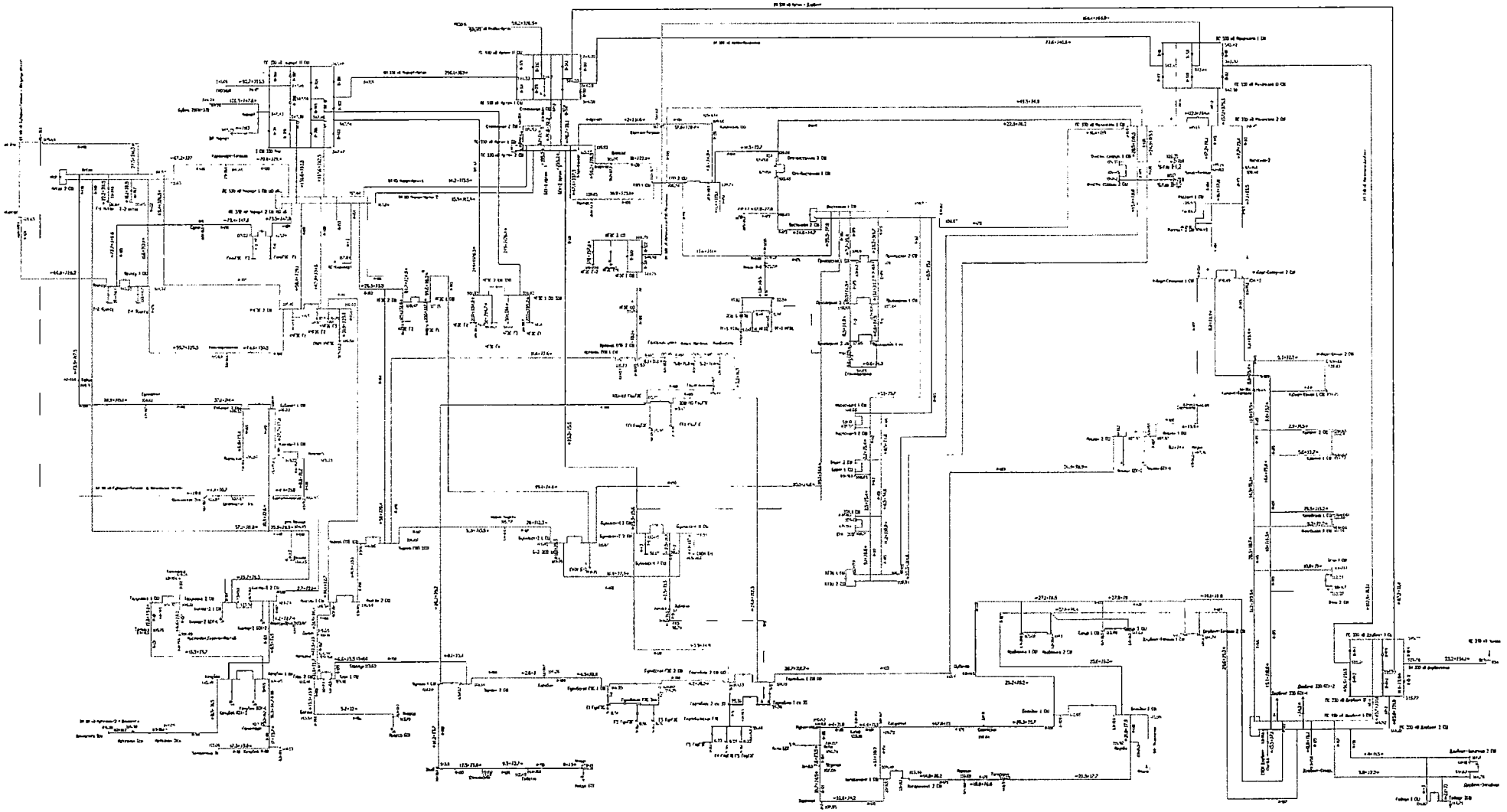


Рисунок 3.12 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта 1(2) СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

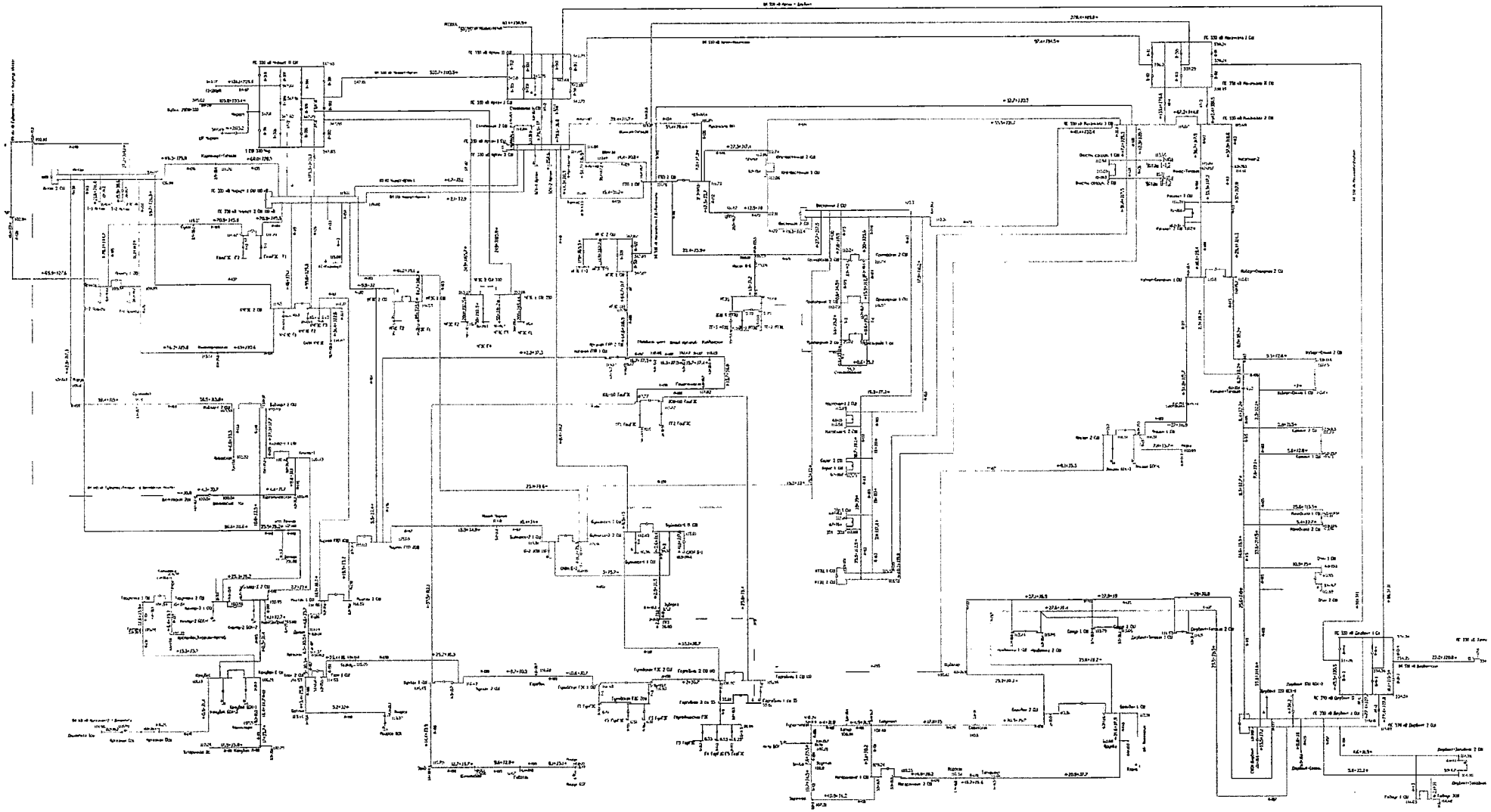


Рисунок 3.13 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Схема ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт. Нормальный режим.

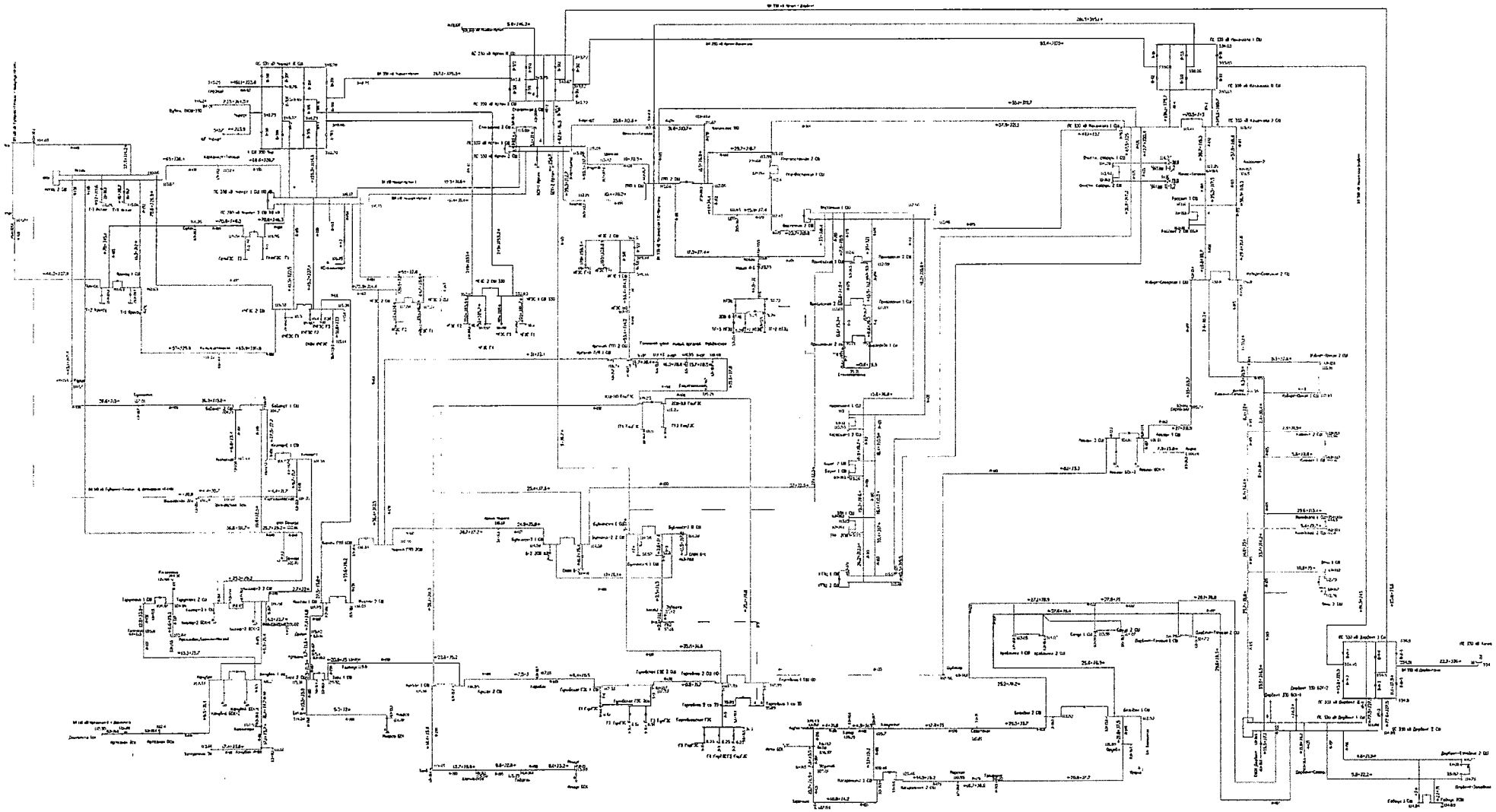


Рисунок 3.14 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

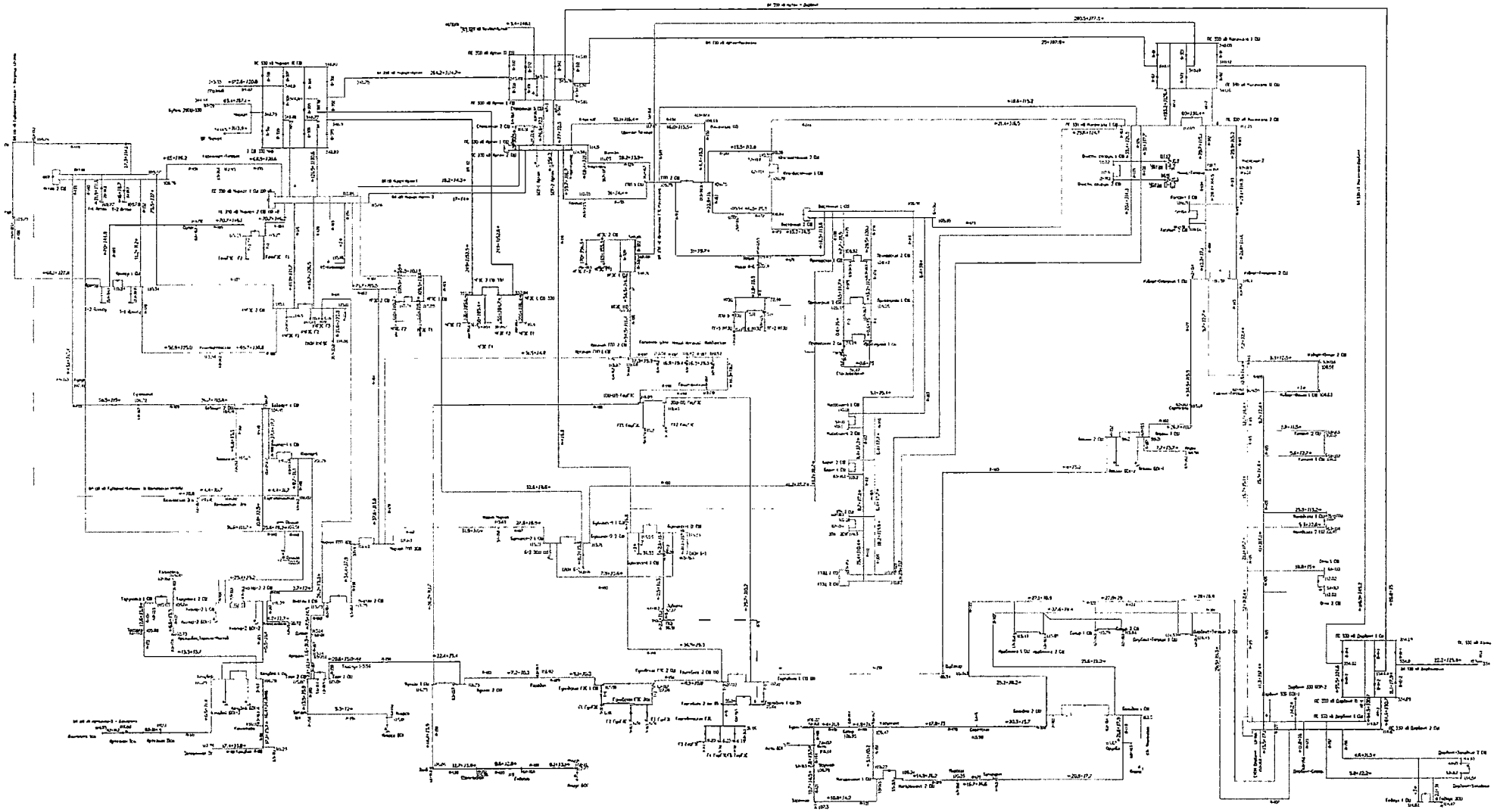


Рисунок 3.15 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

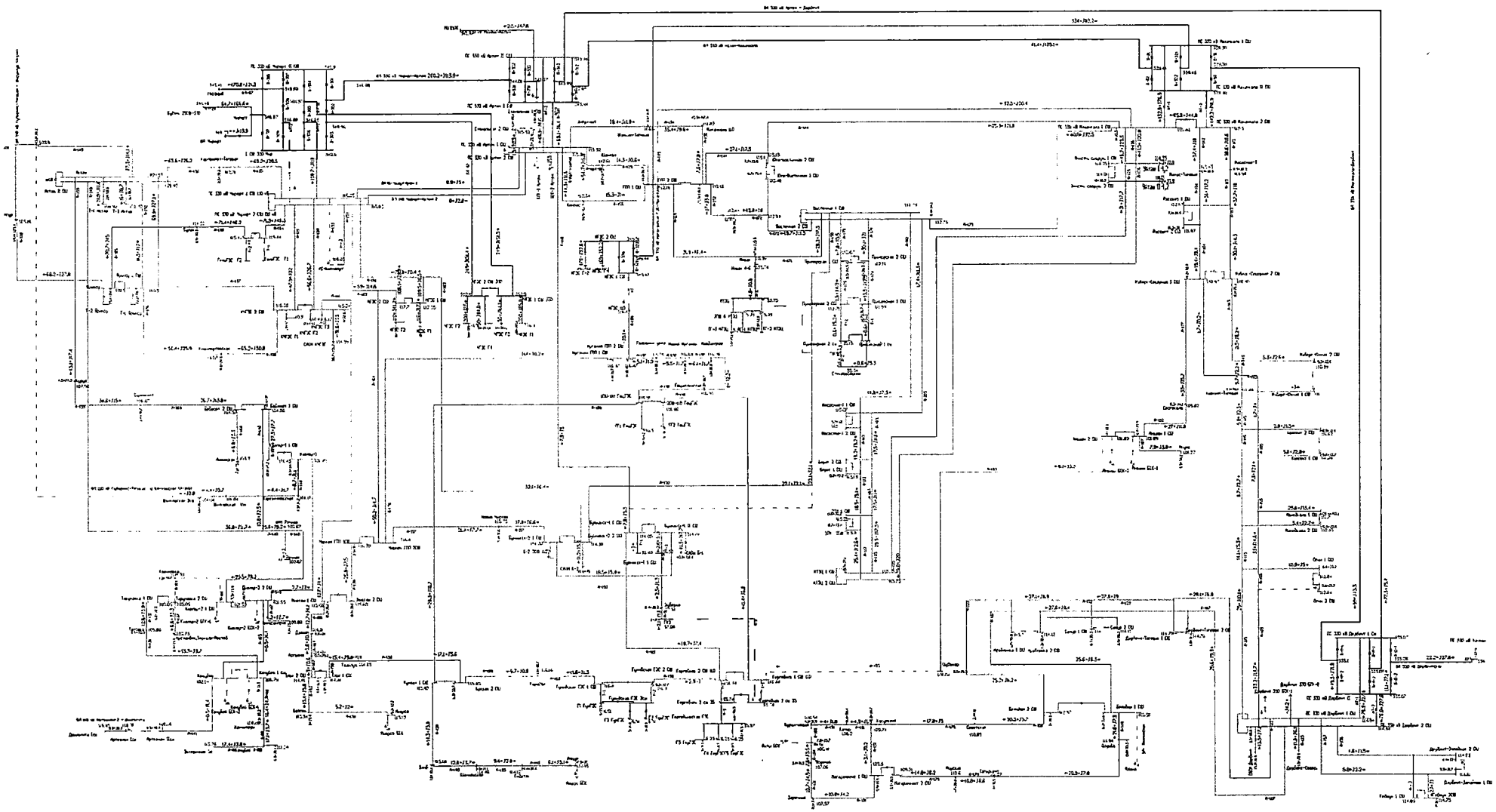


Рисунок 3.16 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

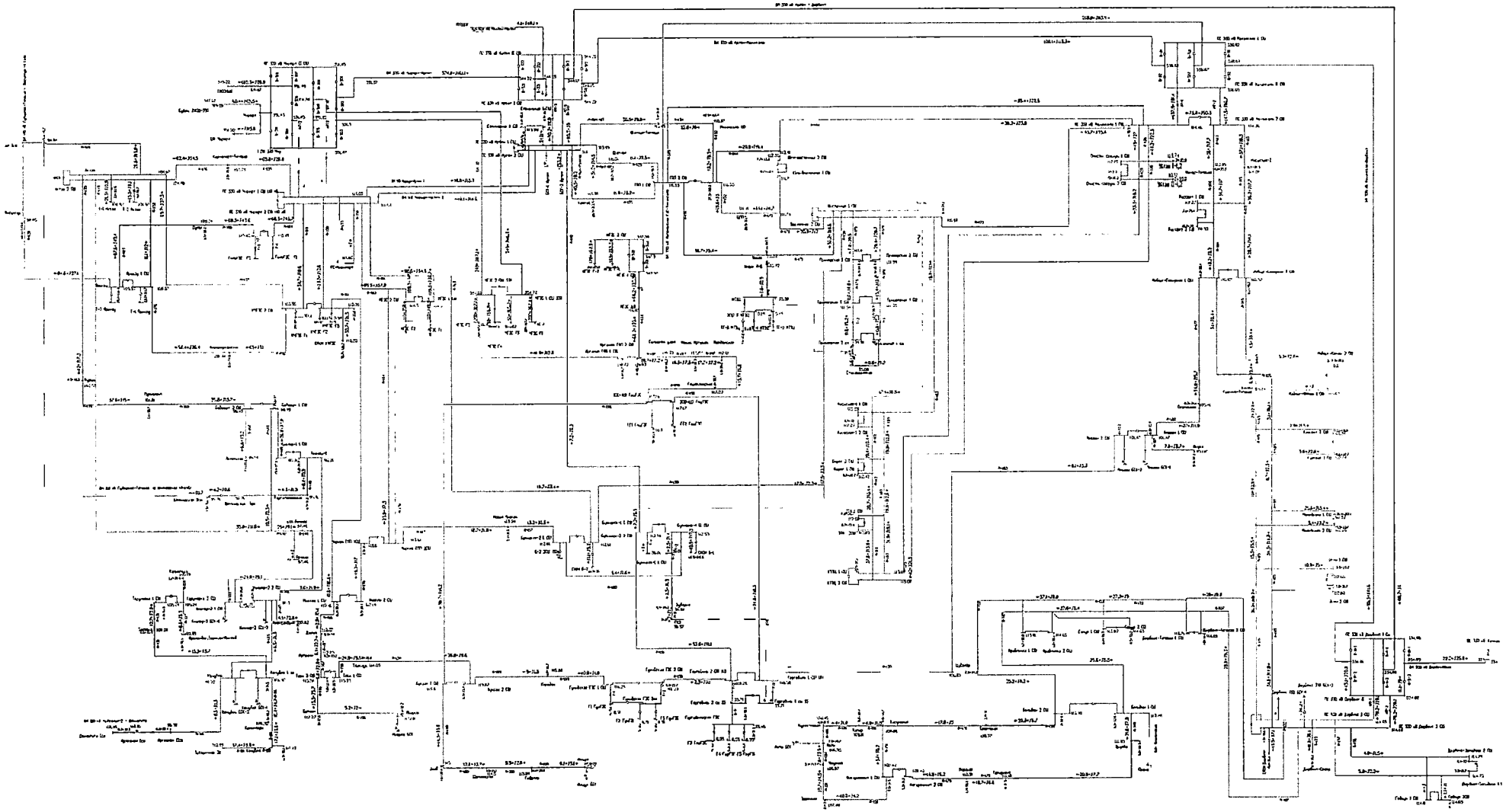


Рисунок 3.17Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

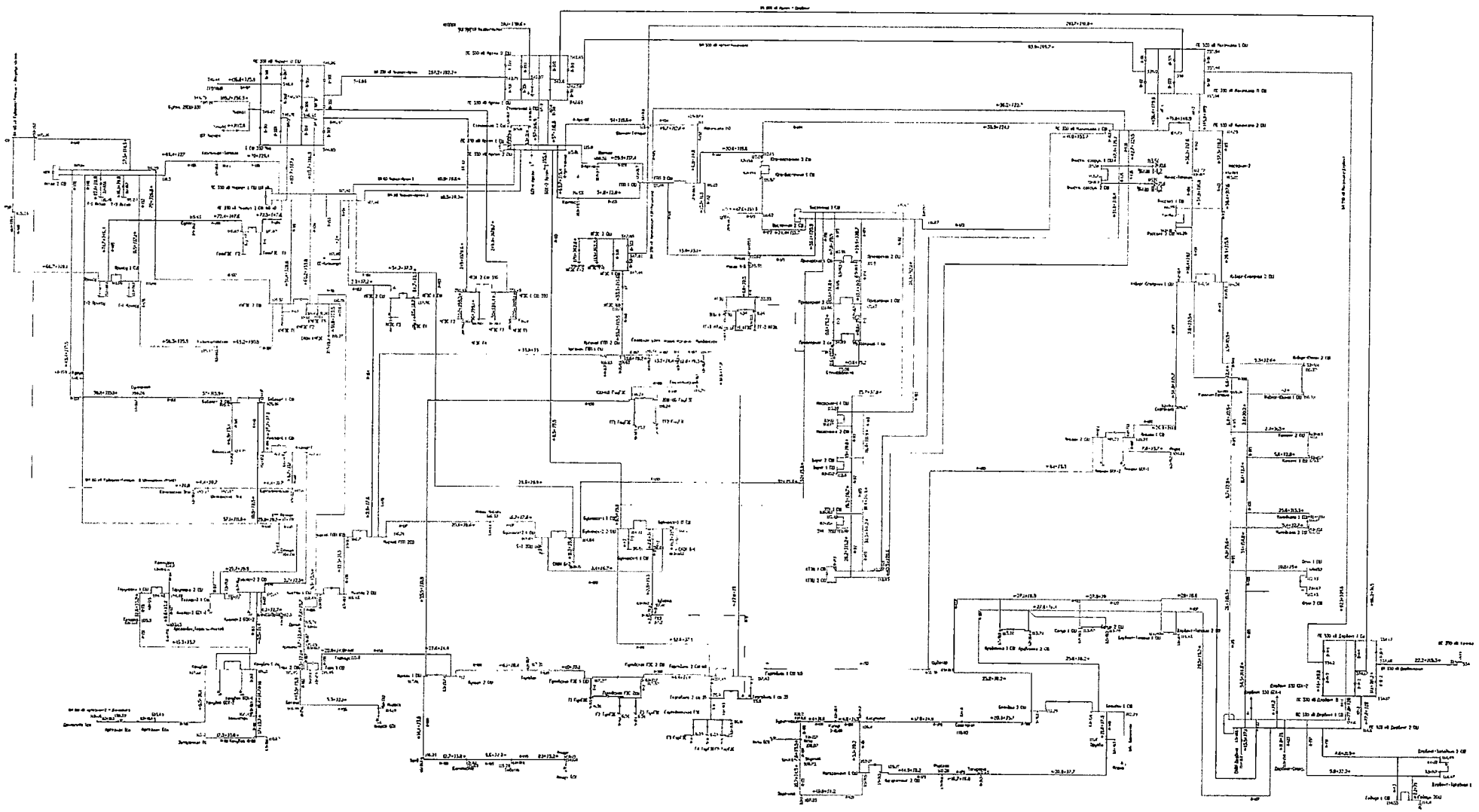


Рисунок 3.18 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал. Нормальный режим.

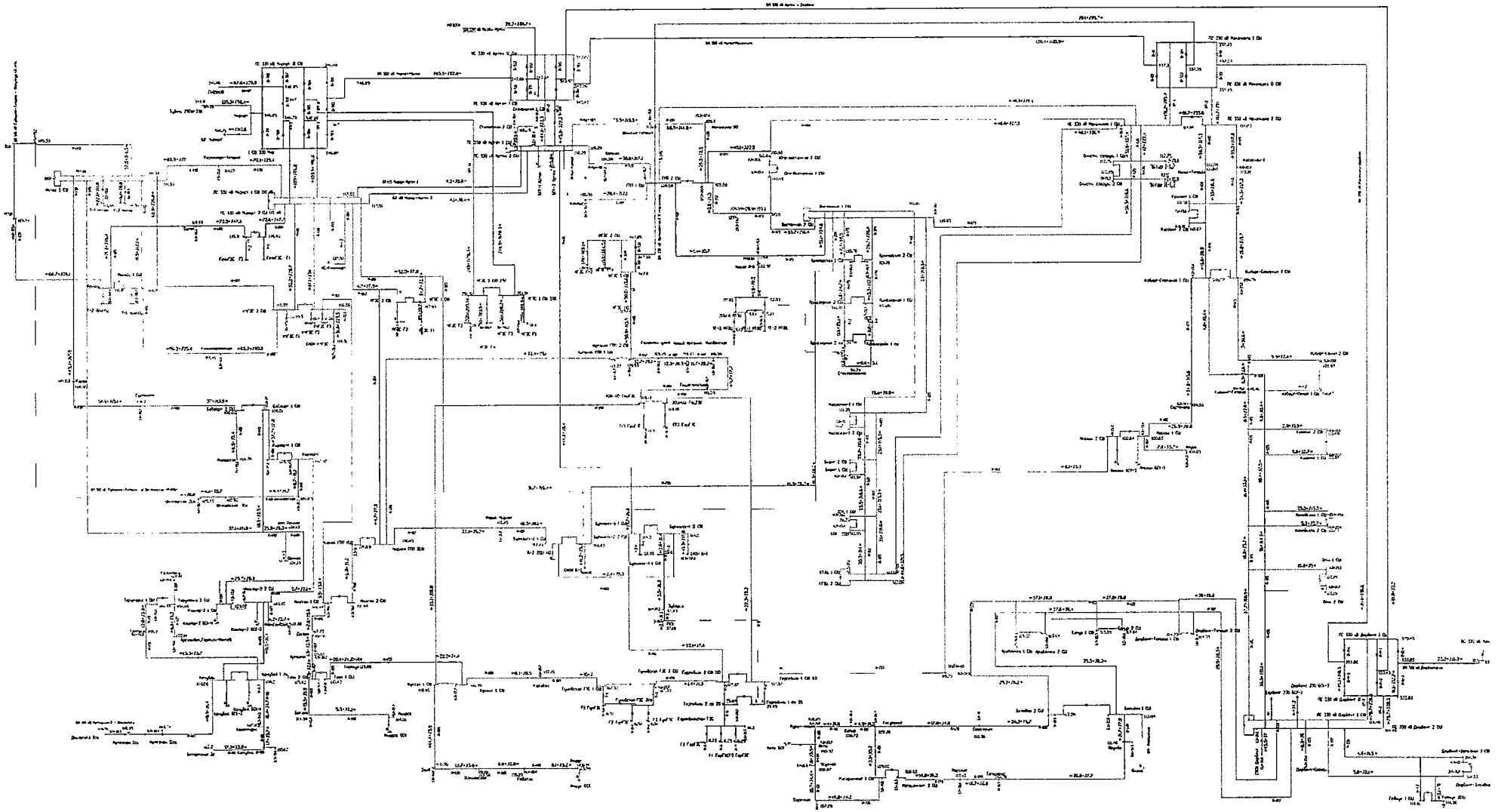


Рисунок 3.19 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Компас в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

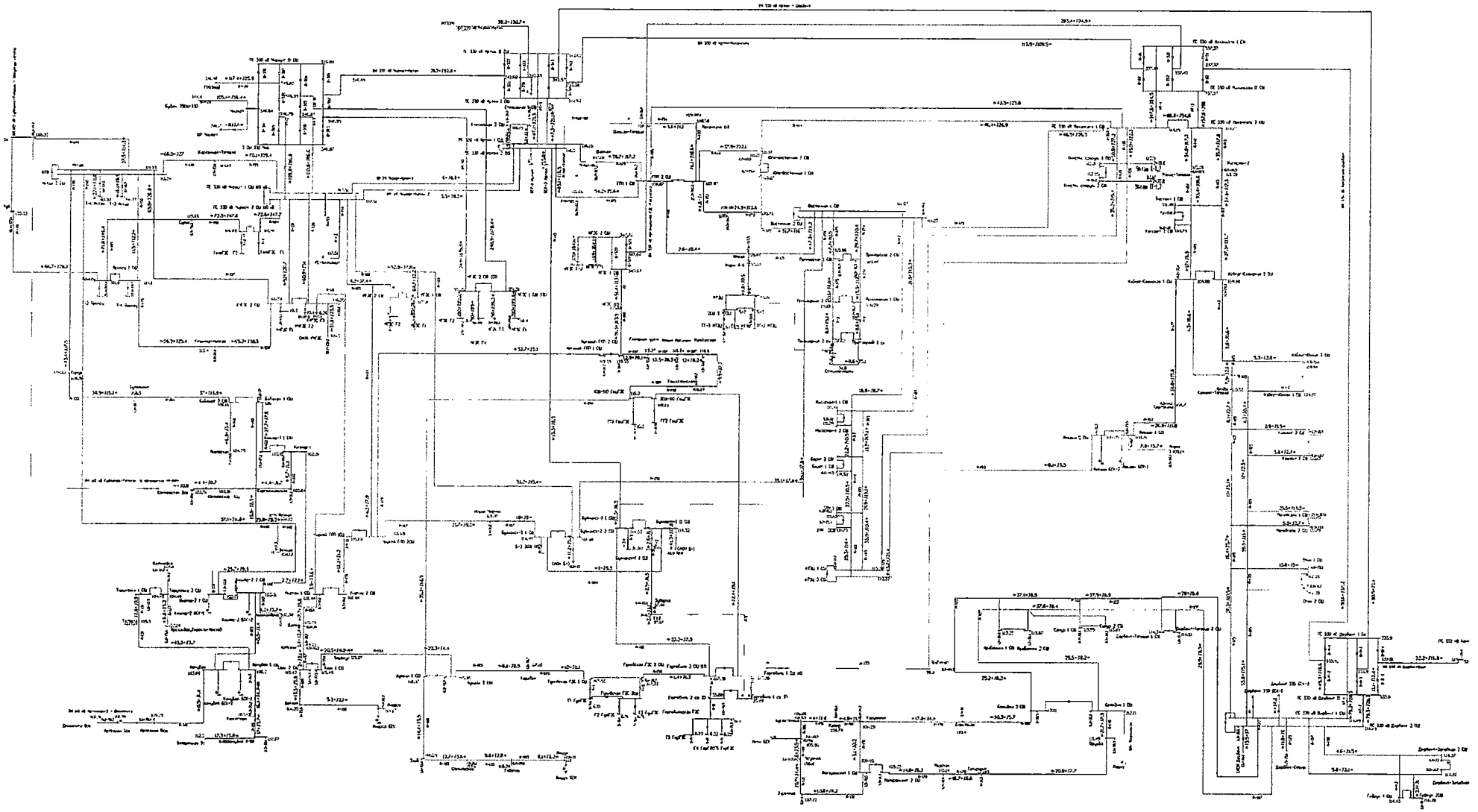


Рисунок 3.20 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

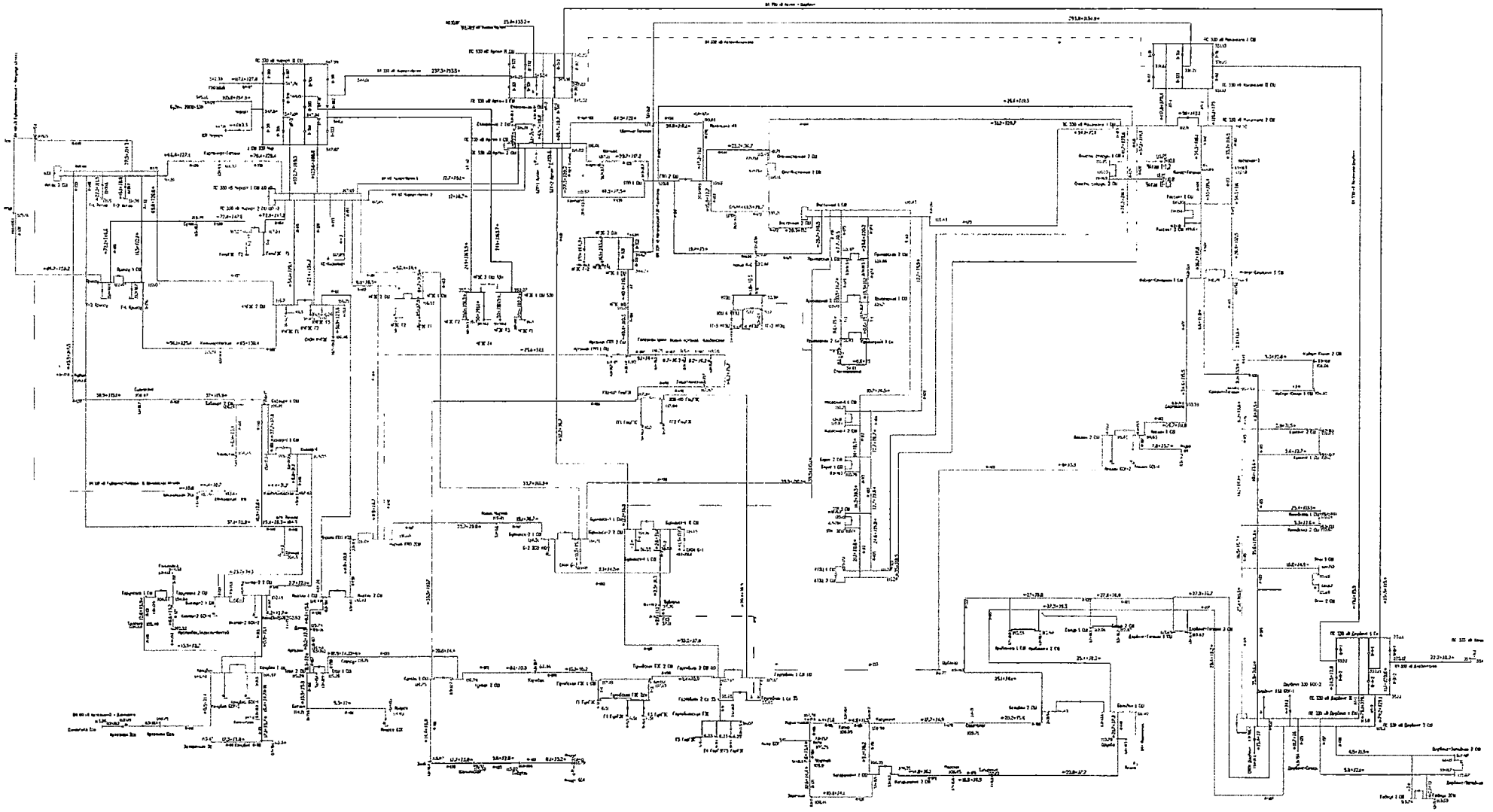


Рисунок 3.21 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

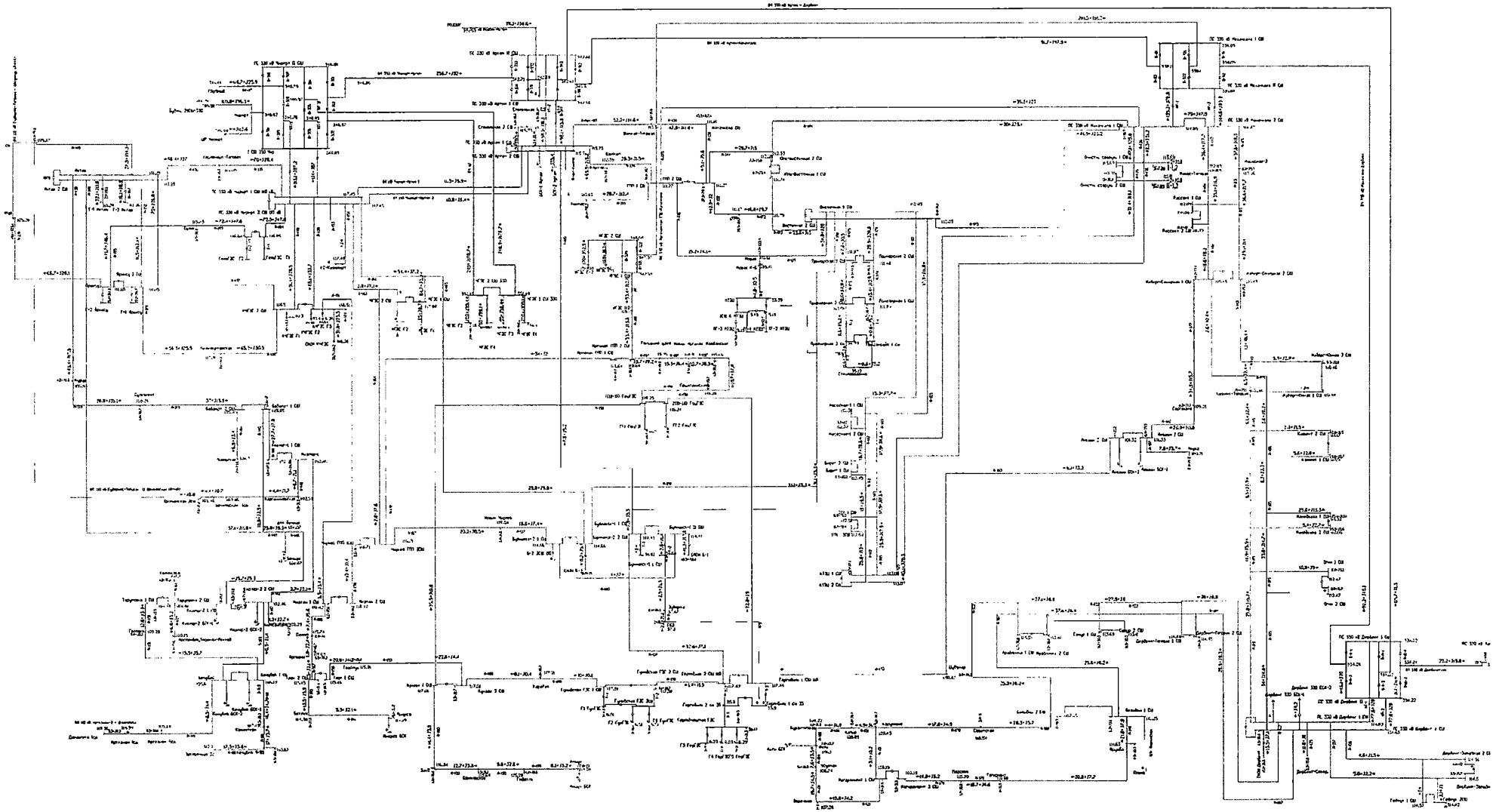


Рисунок 3.22 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас. Нормальный режим.

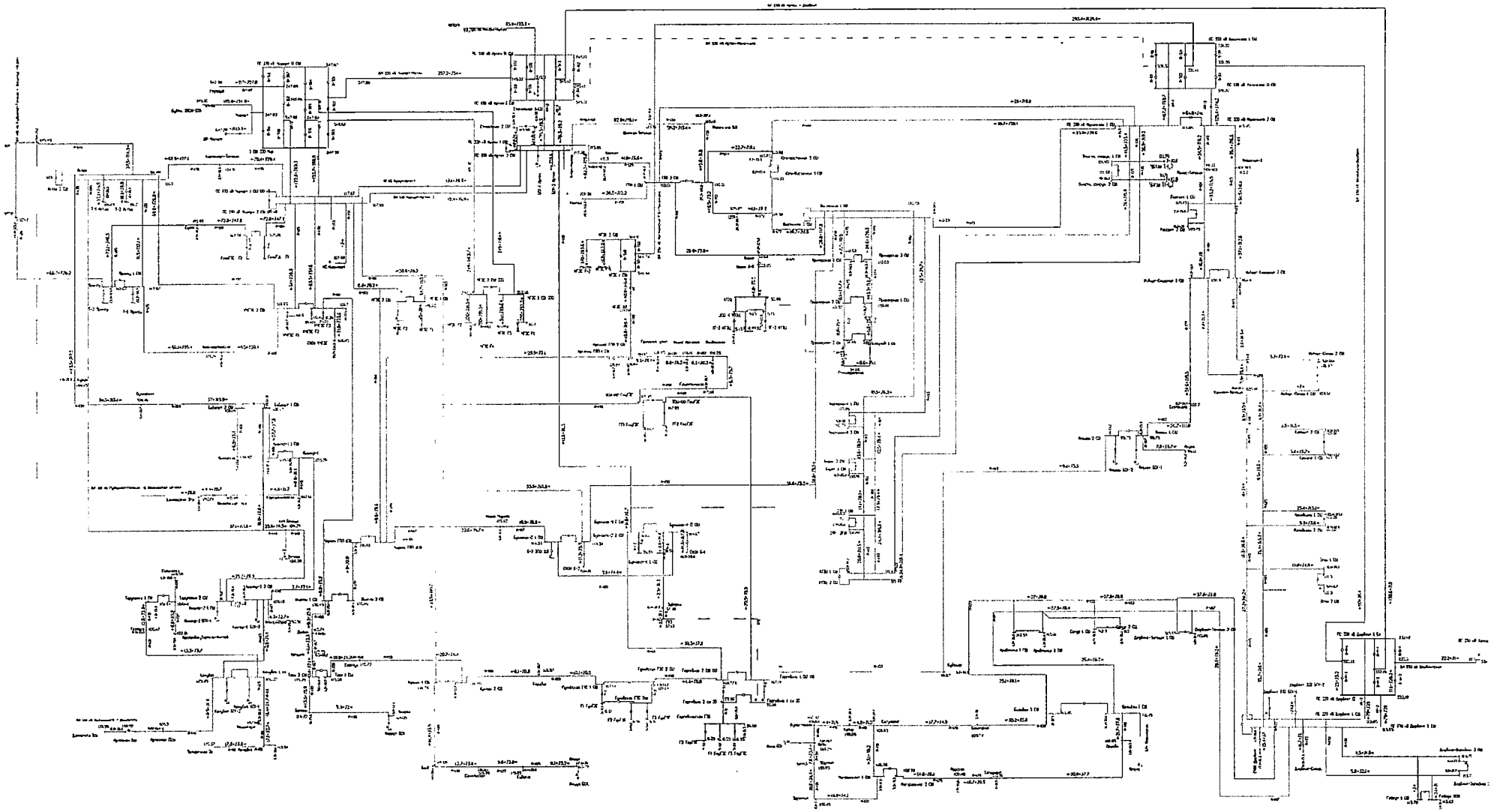


Рисунок 3.23 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас.

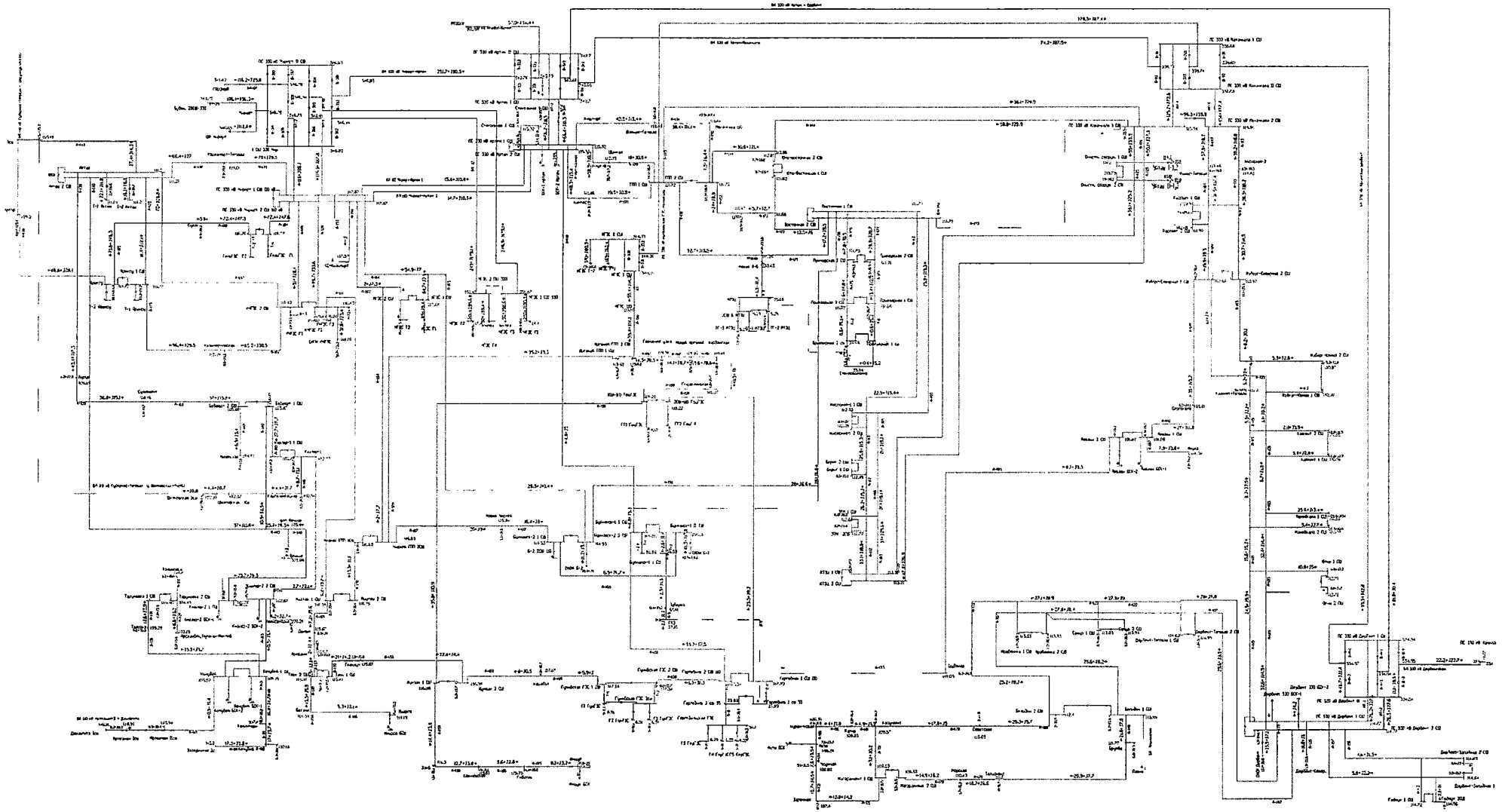


Рисунок 3.24 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173). Нормальный режим.

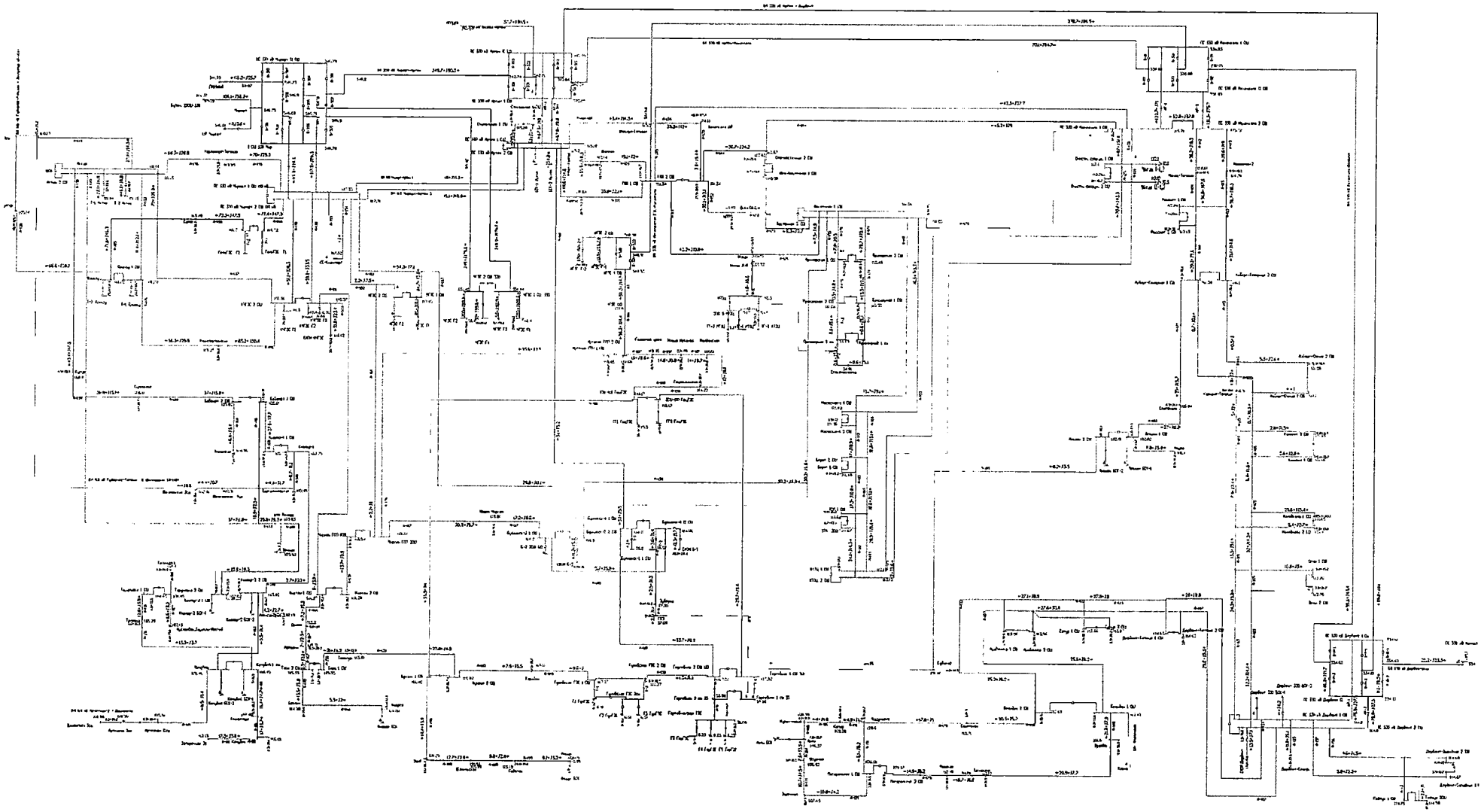


Рисунок 3.25 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

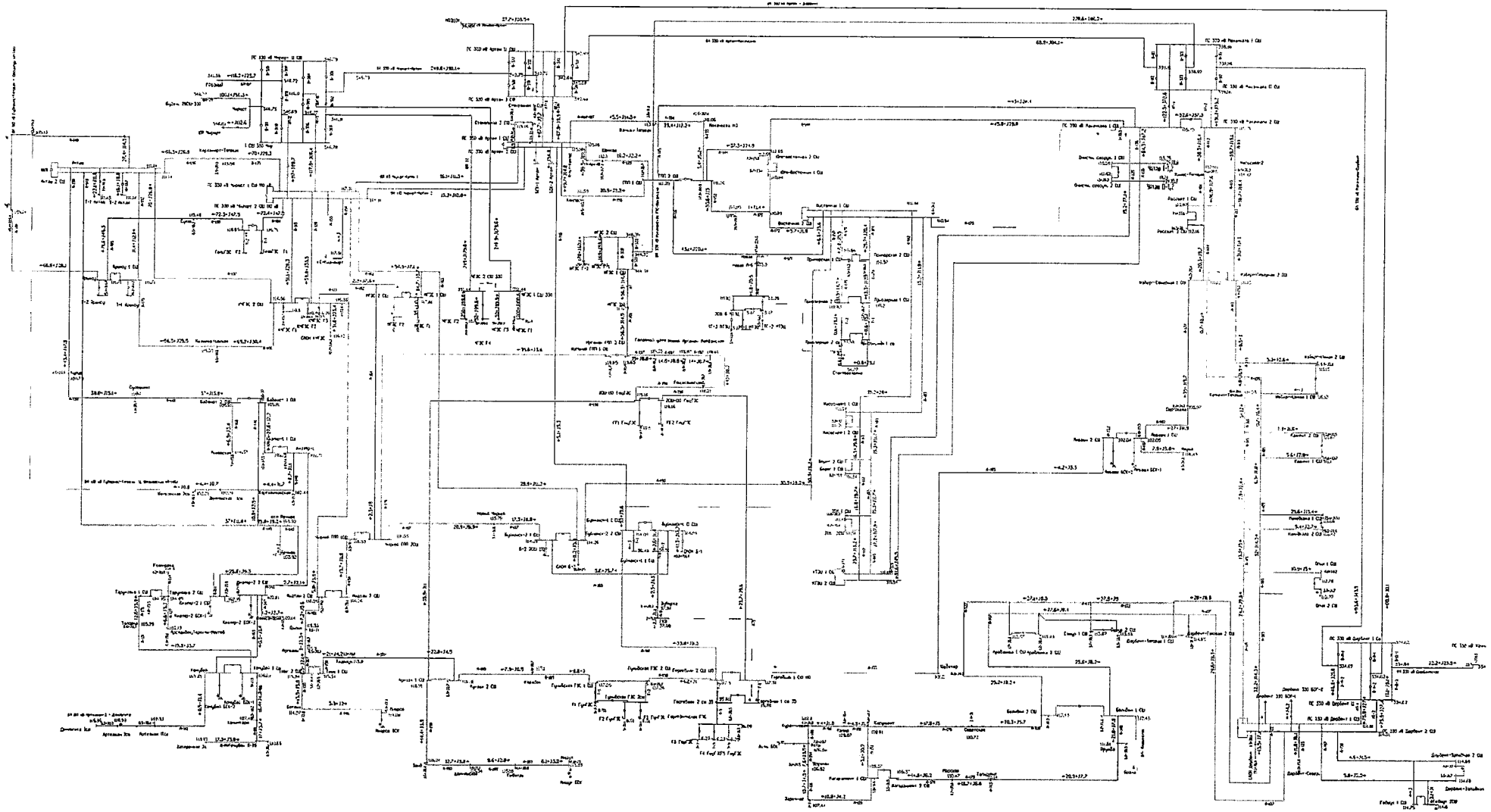


Рисунок 3.26 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

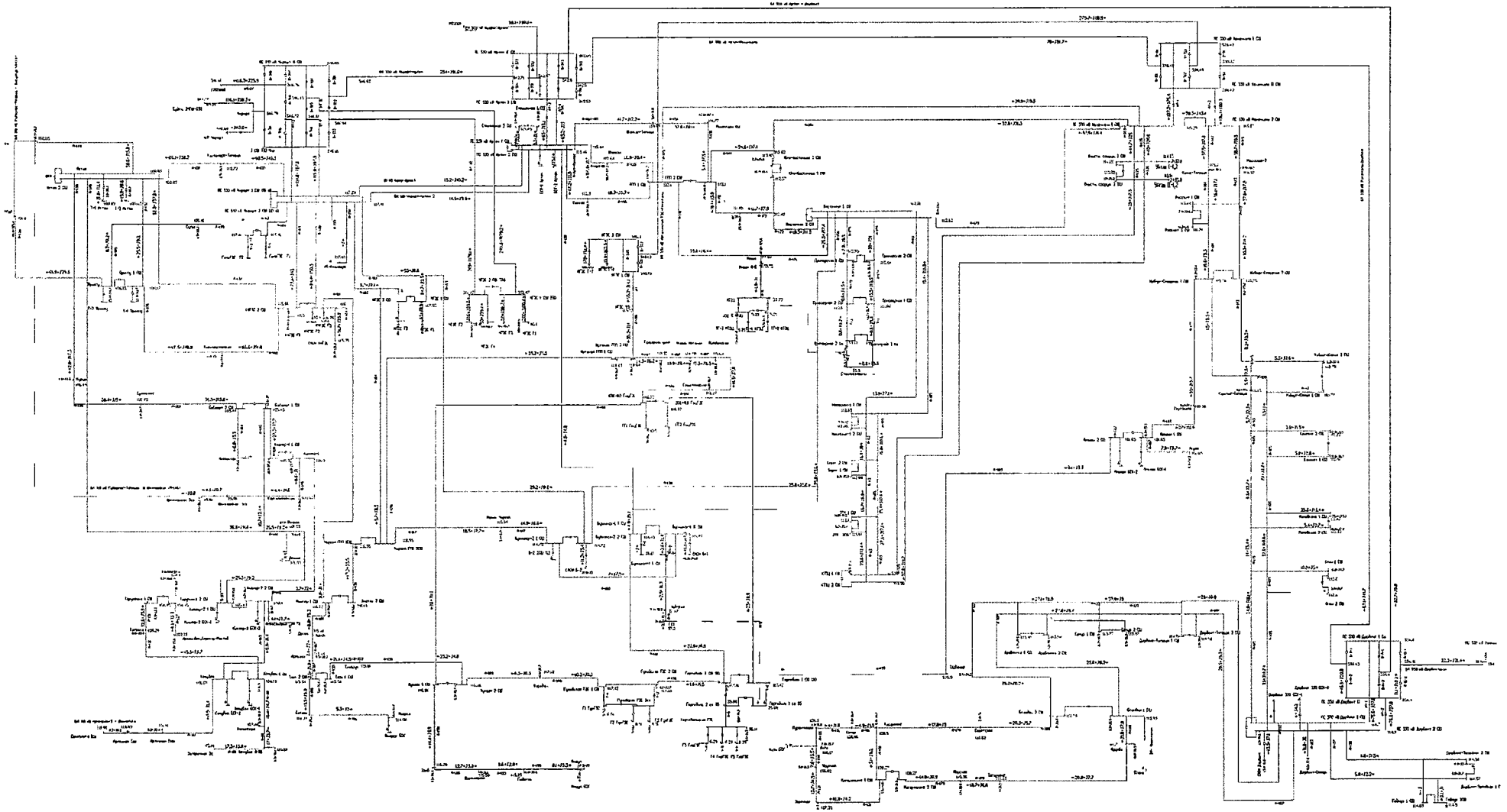


Рисунок 3.27 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199). Нормальный режим.

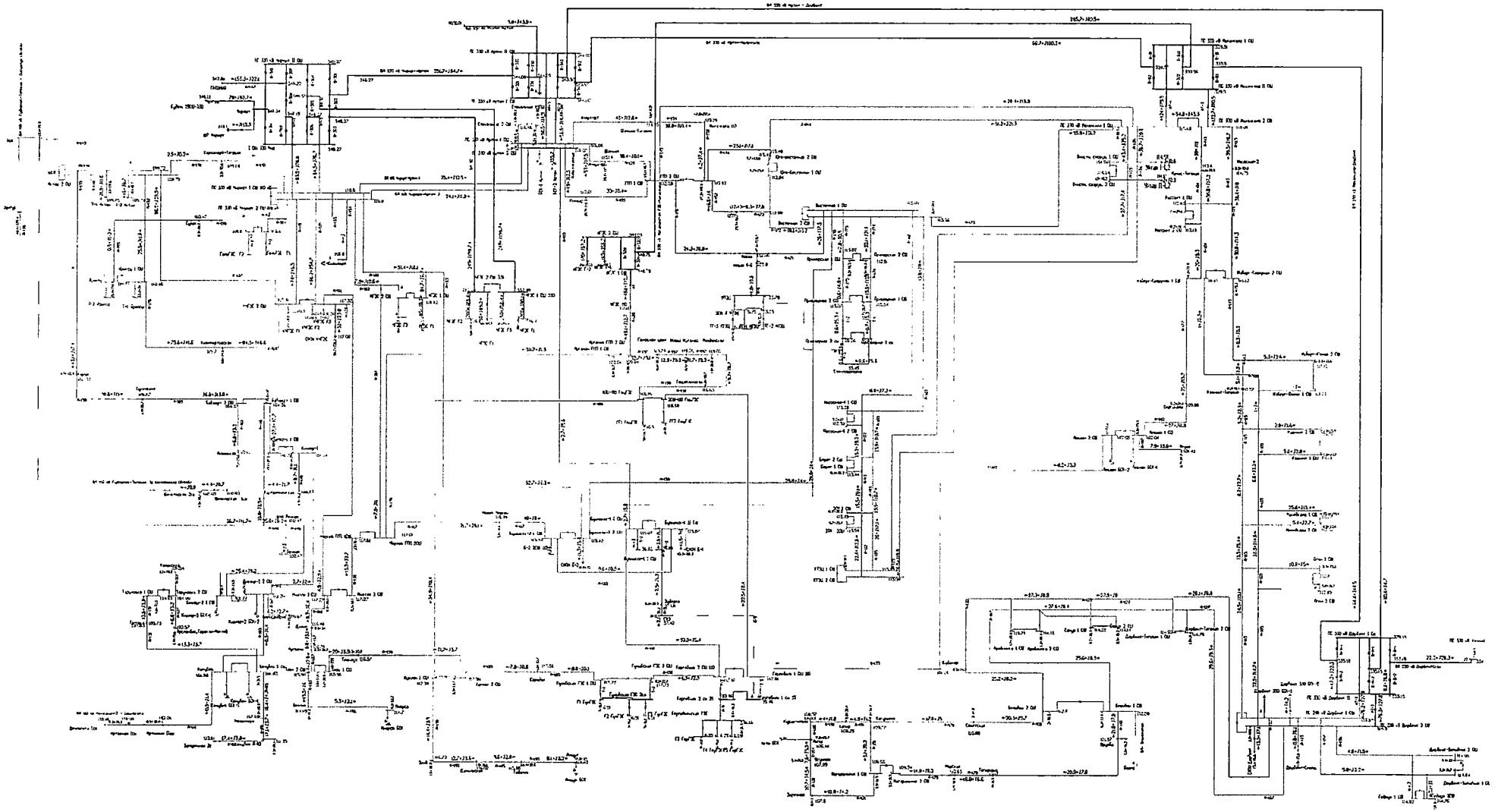


Рисунок 3.28 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт - Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

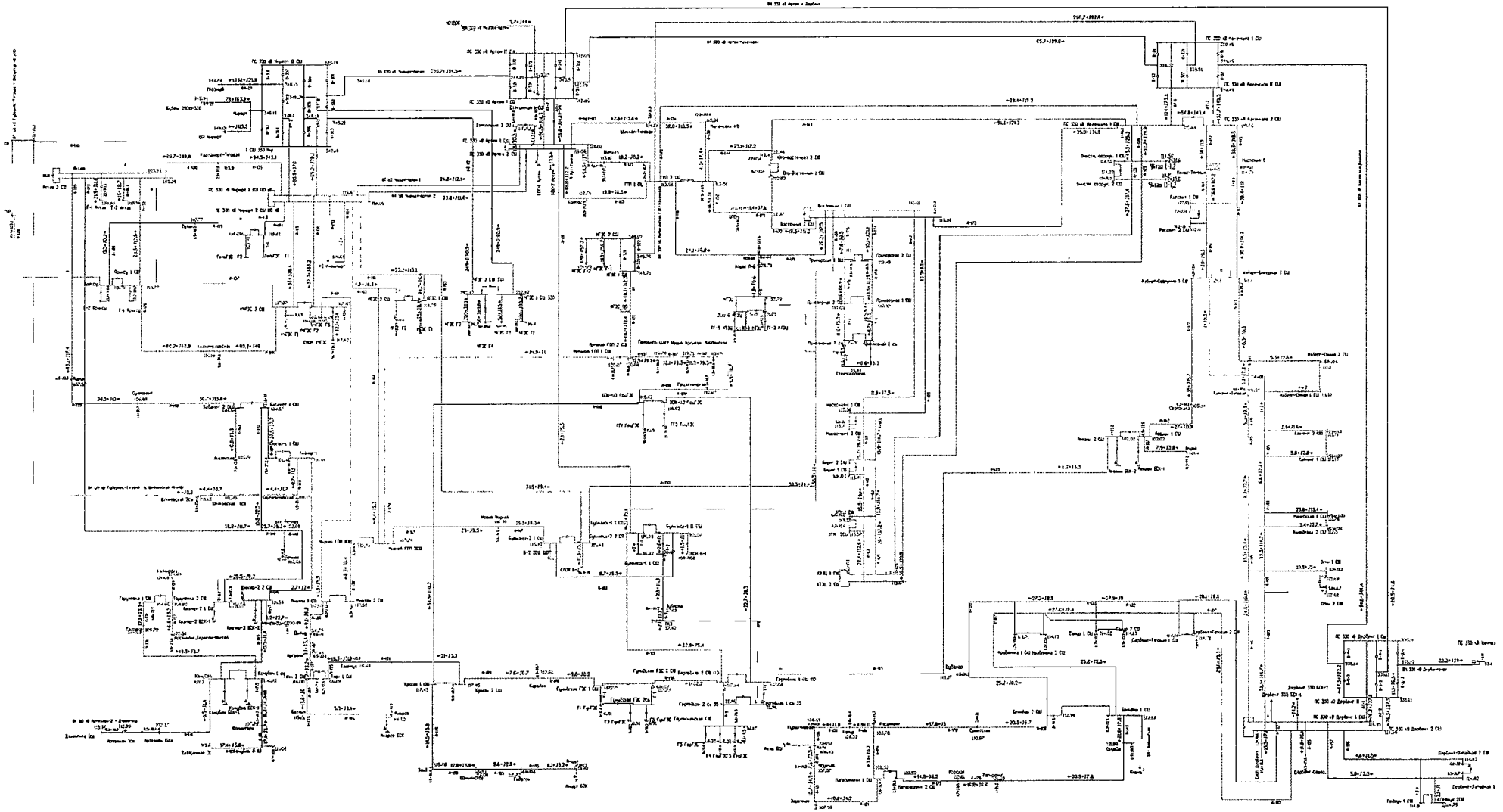


Рисунок 3.29 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

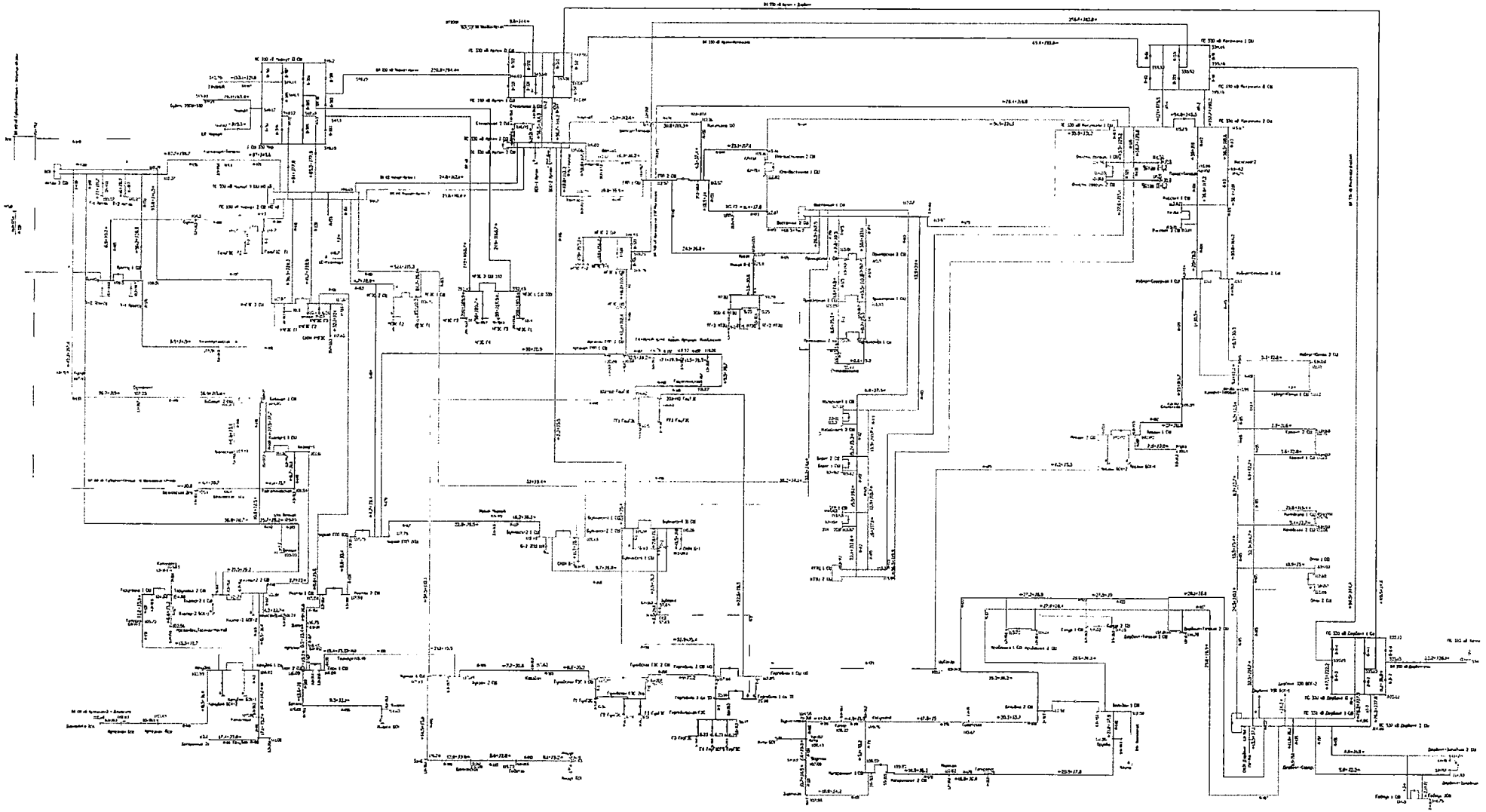


Рисунок 3.30 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

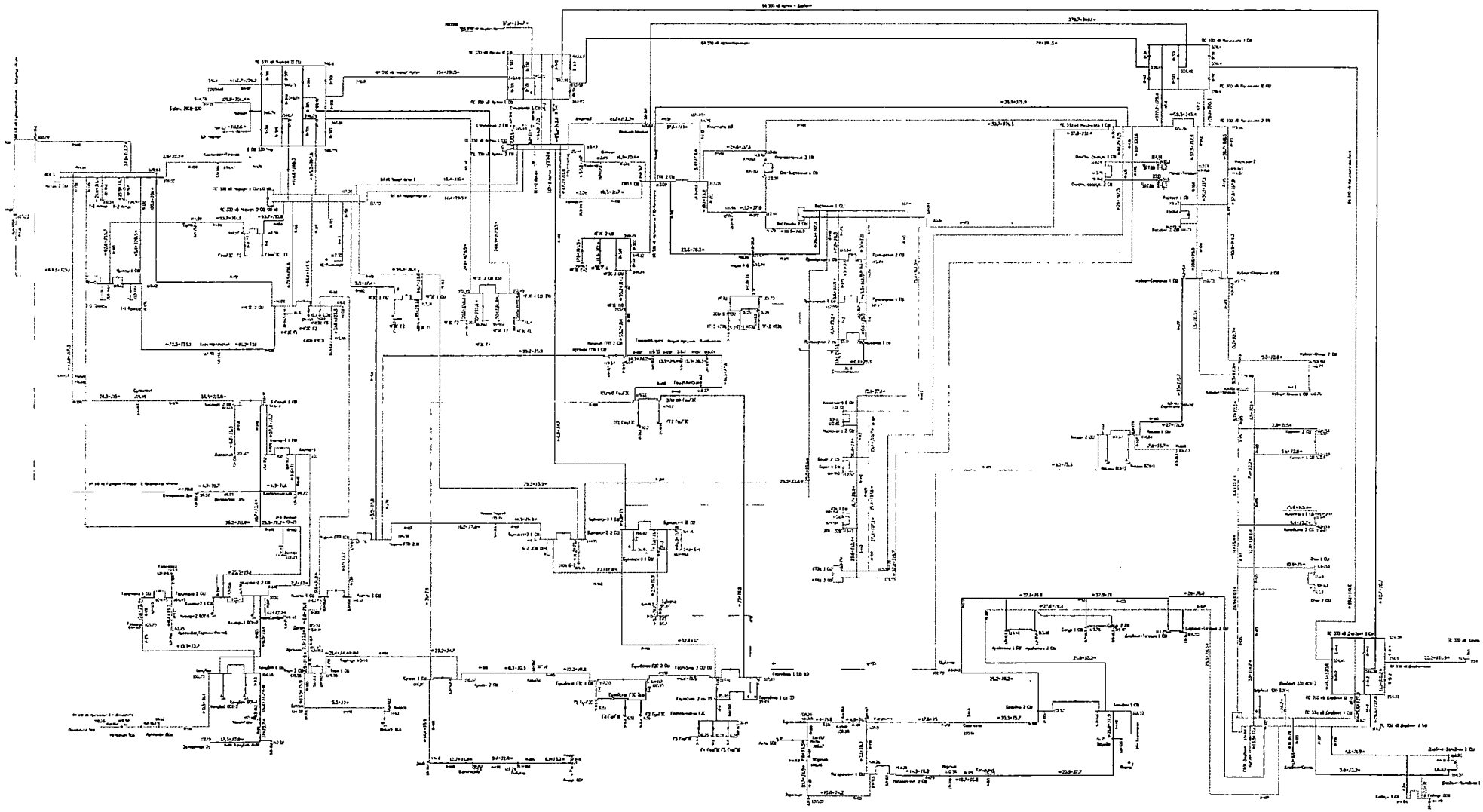


Рисунок 3.31 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт - Тяговая (ВЛ-110-135). Нормальный режим.

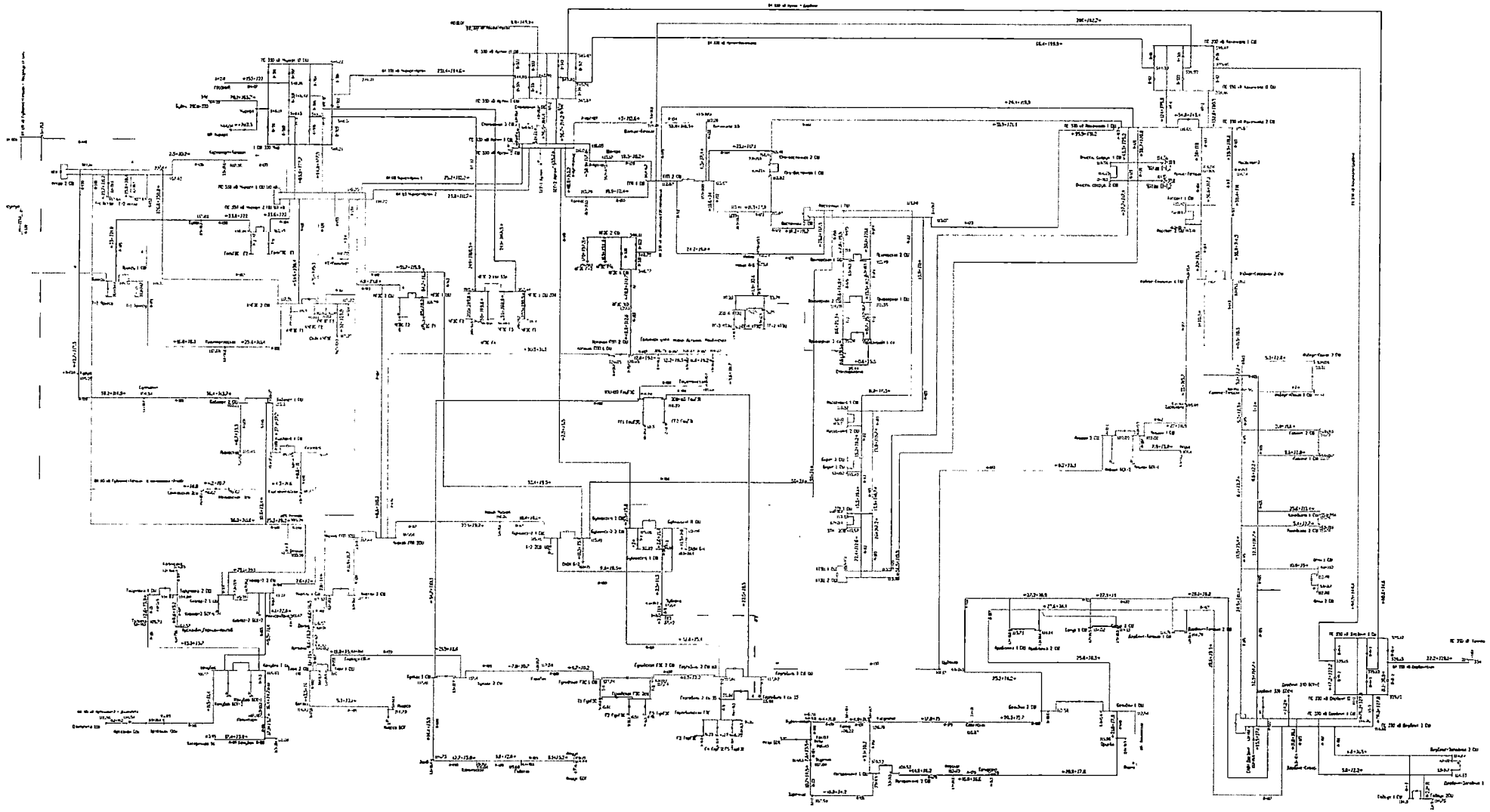


Рисунок 3.32 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт - Тяговая (ВЛ-110-135).

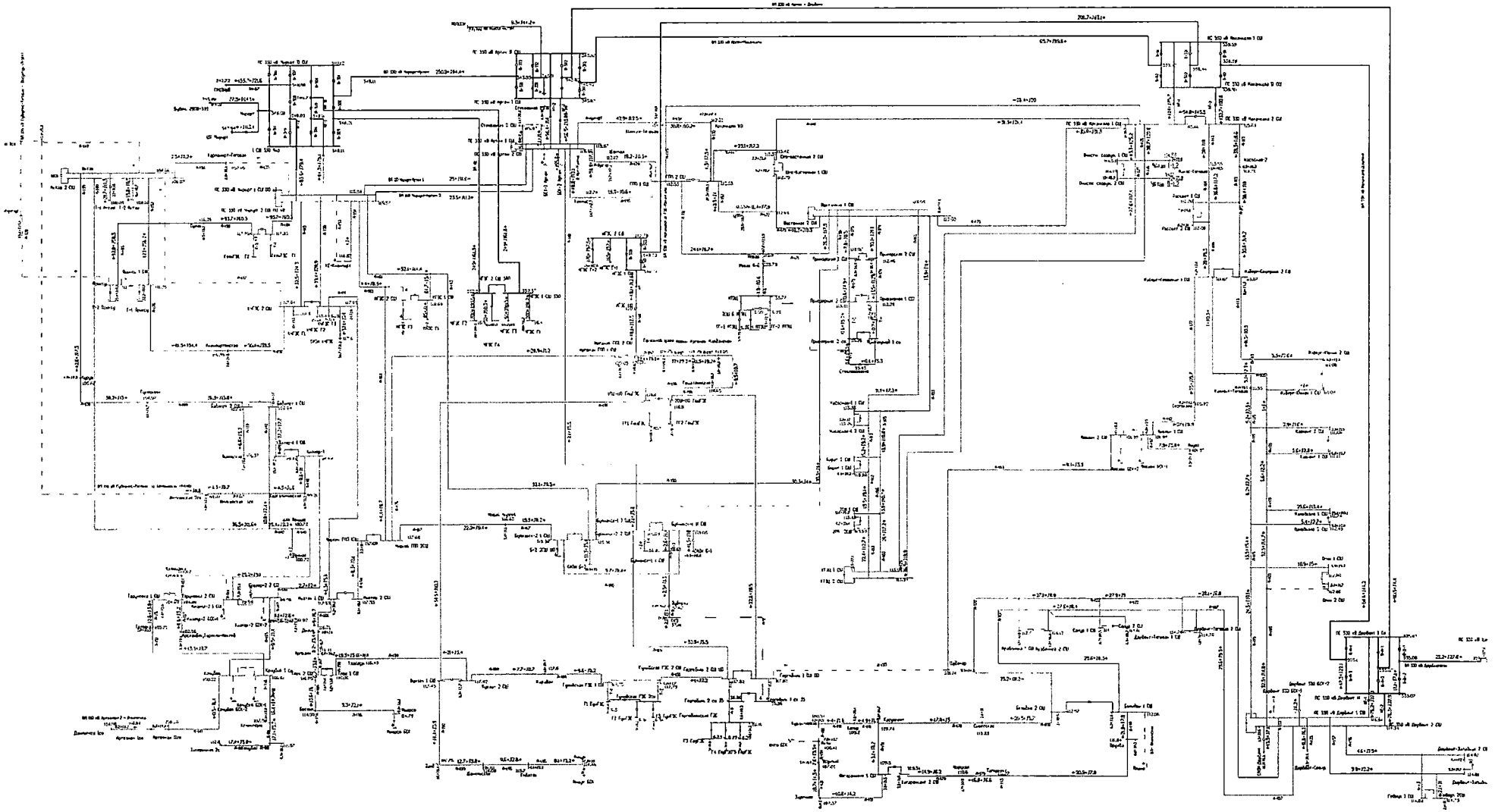


Рисунок 3.33 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт - Тяговая (ВЛ-110-135).

Приложение 4

Базовый вариант.

Летний минимум 2020 года. Температура окружающей среды 30°С. Потребление 555 МВт.

Нормальная схема

Таблица 4.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	310 373	249 299	249 299	367 441	367 441	88,6 84,7	
Нормальный режим	Все параметры режима в области допустимых значений						4.1.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба		131	124	82	80	107,0	4.2.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108)	131		8	83	80	108,5	4.3.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107)	67	63	57		162	109,1	4.4.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)	67	63	56	162		109,1	4.5.

Таблица 4.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Уйташ-1	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	479 576	479 576	479 576	595 784	915 1005	88,6 84,7	
Аварийное откл. 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала	306	295	241	347	646	105,3	4.6.

Таблица 4.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-139	ВЛ 110 кВ Куруш-Сулевкент	ВЛ-110-169	ВЛ-110-109	ВЛ-110-146	ВЛ-110-140	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Александрия	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	479 576	573 689	423 509	310 373	367 441	423 509	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139)		11	15	89	25	258	105,0	4.7.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	256	246	243	94	20		106,0	4.8.

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 4.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	914 1205	914 1205	479 576	479 576	479 576	595 784	915 1005	367 441	367 441	88,6 84,7	
Нормальный режим	683	254	199	175	151	292	581	120	110	103,4	4.9.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала		323	341	335	271	419	705	196	175	97,2	4.10
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент	713	455	204	181	155	298	584	93	86	102,8	4.11
Аварийное откл. АТ на ПС 330 кВ Ирганайской ГЭС	713	256	195	170	147	306	618	122	111	103,5	4.12

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 4.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	ВЛ-110-188	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	595 784	667 720	667 802	915 1005	479 576	479 576	88,6 84,7	
Нормальный режим	317	176	176	868	63	61	107,0	4.13.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем	446	188	188	914	28	27	107,3	4.14.
Аварийное откл. АТ-2(АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	350	200	200	904	58	57	106,8	4.15.
Аварийное откл. АТ на ПС 330 кВ Ирганайской ГЭС	337			937*	77	75	106,5	4.16.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт	502	339	339		302	288	97,1	4.17.

*-перегруз ликвидирутся загрузкой ГЭС.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал

Таблица 4.6

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	479 576	479 576	
Нормальный режим	183	156	4.18.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Компас		211	4.19.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	241		4.20.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	326	263	4.21.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Компас

Таблица 4.7

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	479 576	479 576	
Нормальный режим	199	151	4.22.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	329	261	4.23.

Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173)

Таблица 4.8

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-125	ВЛ-110-126	ВЛ-110-144	ВЛ-110-145	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	367 400	317 381	397 477	397 477	
Нормальный режим	174	157	121	116	4.24.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126)	273	0	138	134	4.25.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125)	0	266	141	136	4.26.

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 4.9

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	423 509	423 509	479 576	479 576	88,6 84,7	
Нормальный режим	267	262	283	69	108,1	4.27.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)	0	422	393	32	105,5	4.28.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	407	0	409	46	105,6	4.29.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	391	425*	0	331	105,7	4.30.

*- перегруз ликвидируется переводом потребителей на соседние энергосистемы (Чеченэнерго или Калмэнерго).

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 4.10

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	423 509	479 576	479 576	479 576	573 689	88,6 84,7	
Нормальный режим	289	232	152	291	291	108,0	4.31.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	402	176	0	236	236	106,1	4.32.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	0	379	421	438	438	104,6	4.33.

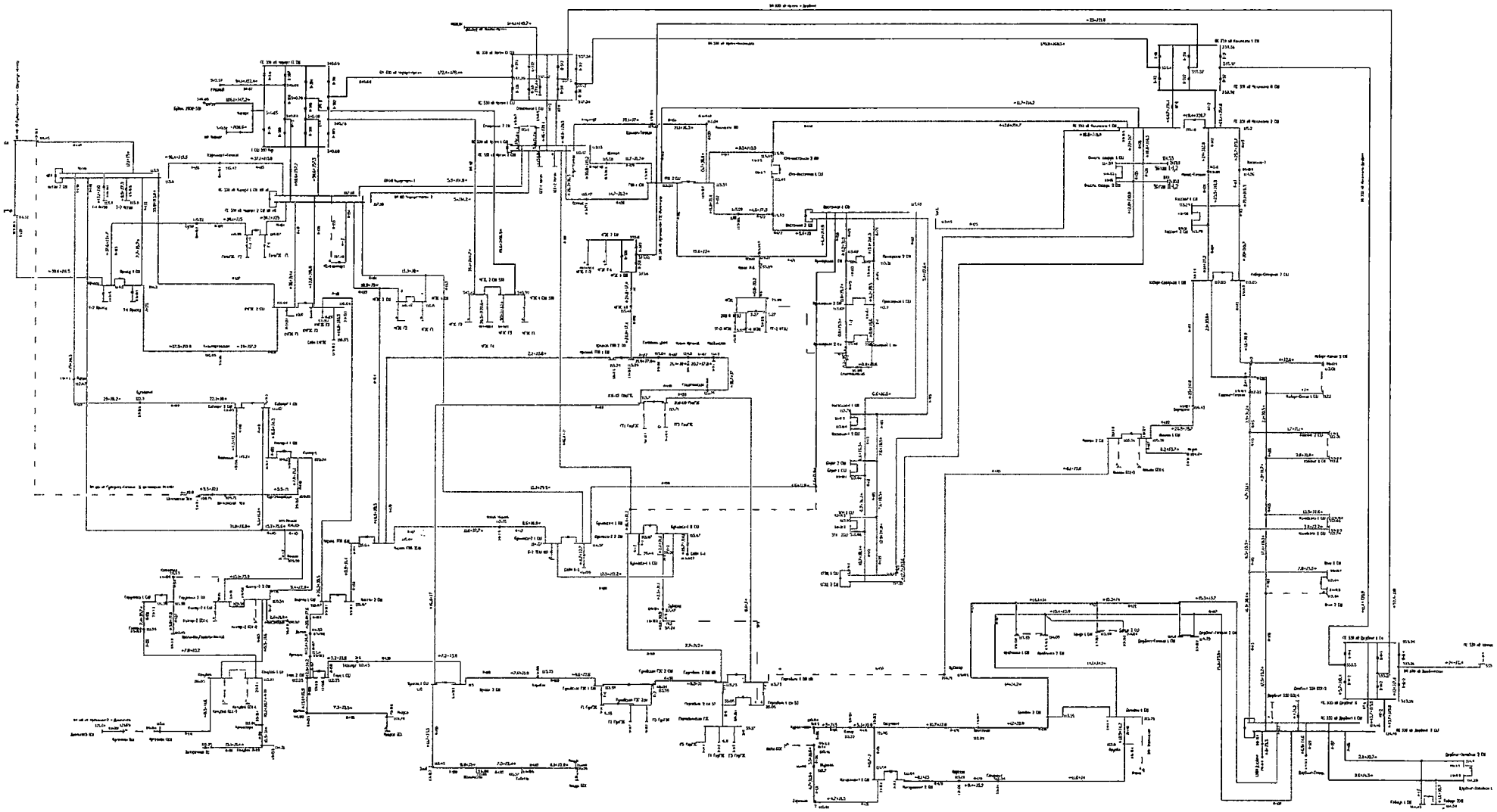


Рисунок 4.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Нормальная схема. Нормальный режим.

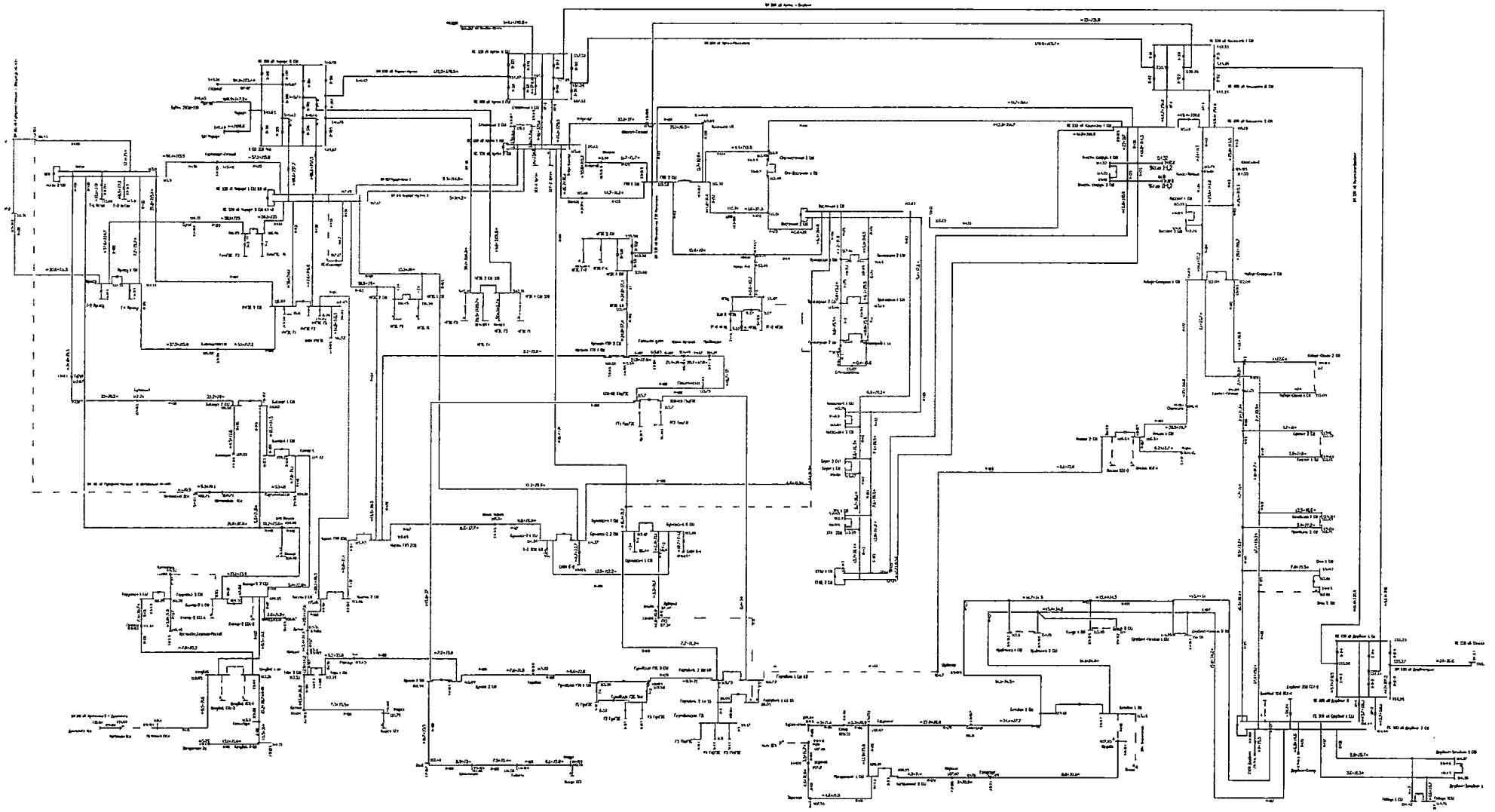


Рисунок 4.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

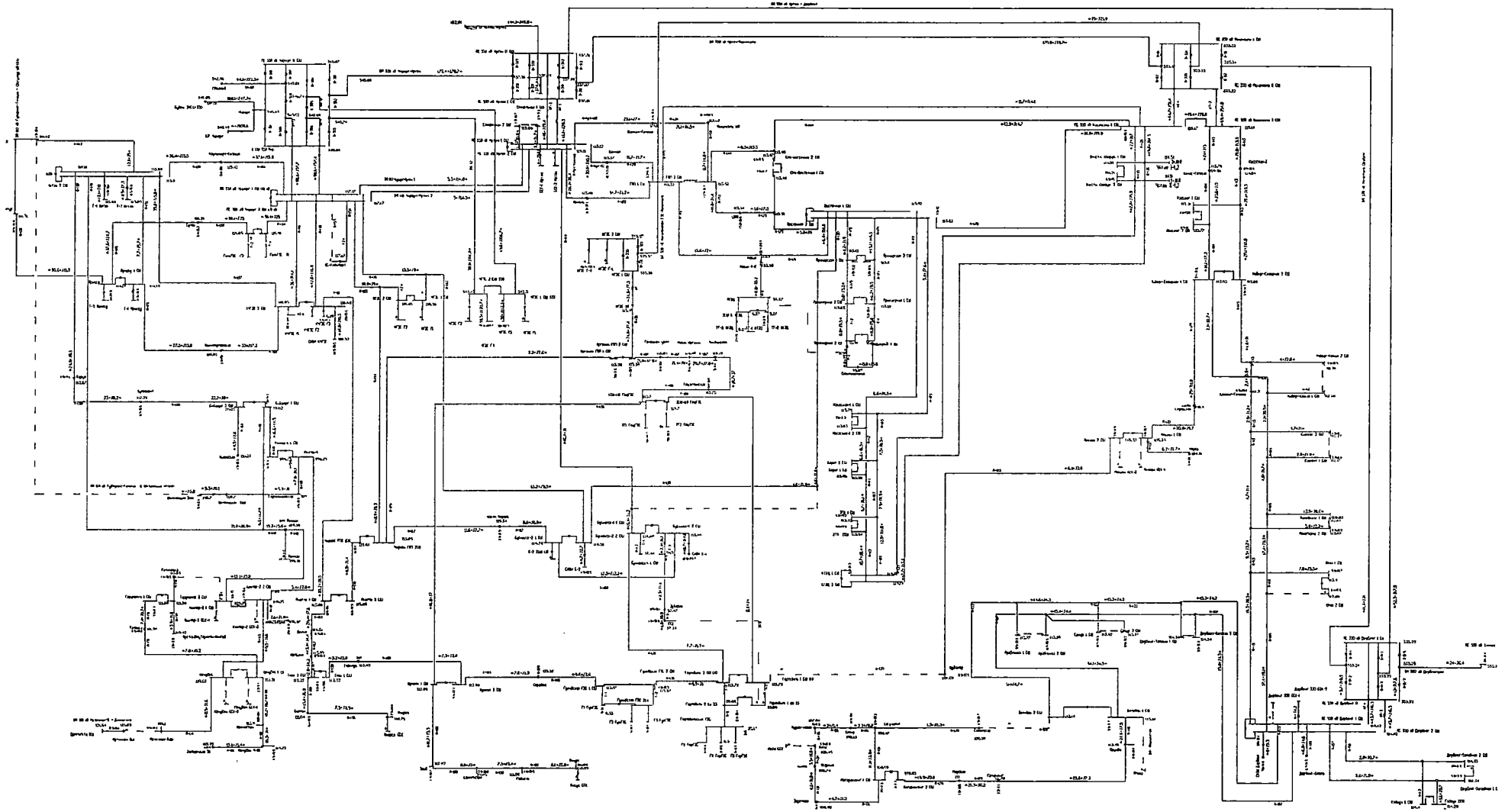


Рисунок 4.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) в нормальной схеме.

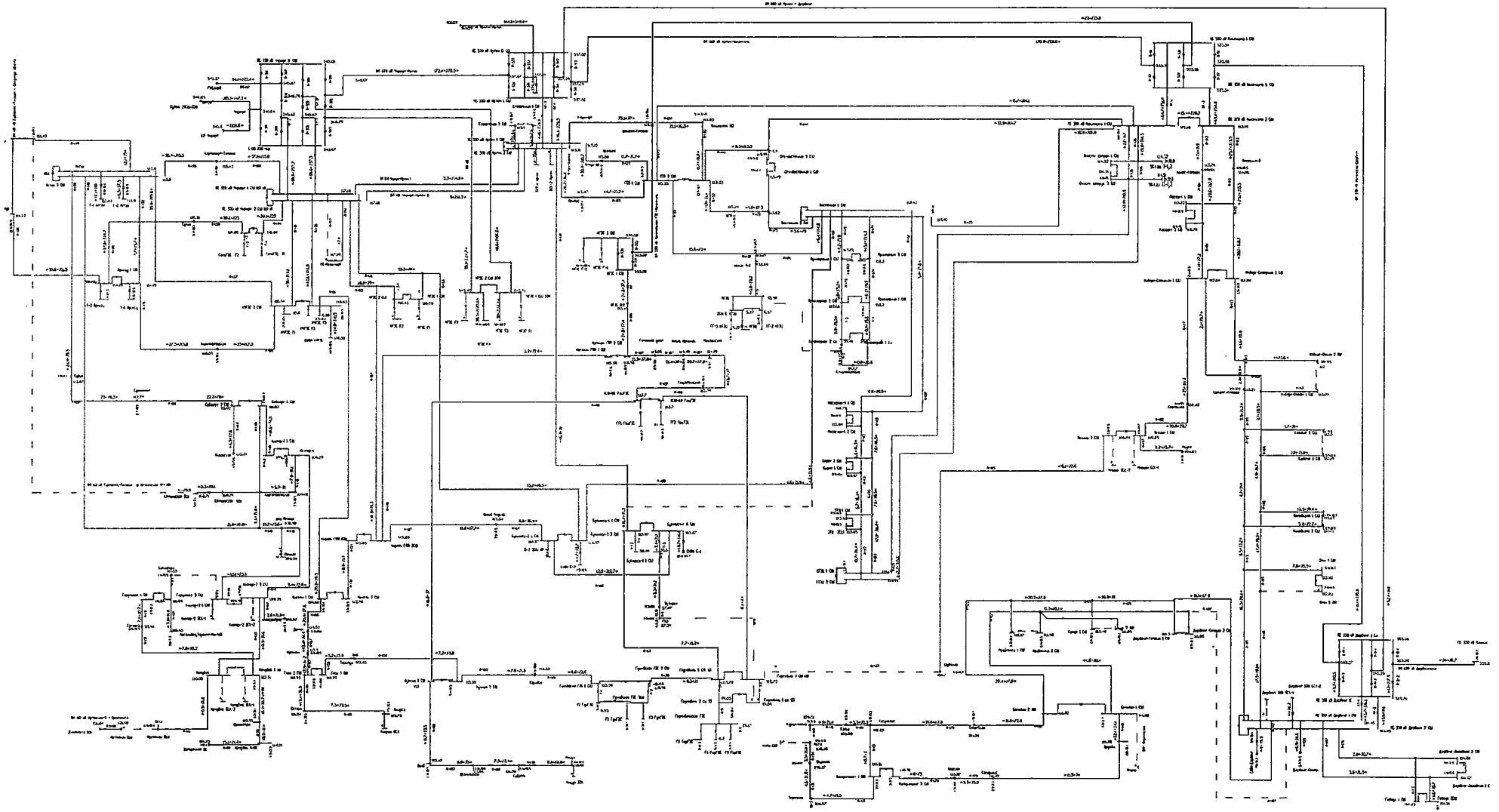


Рисунок 4.4 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) в нормальной схеме.

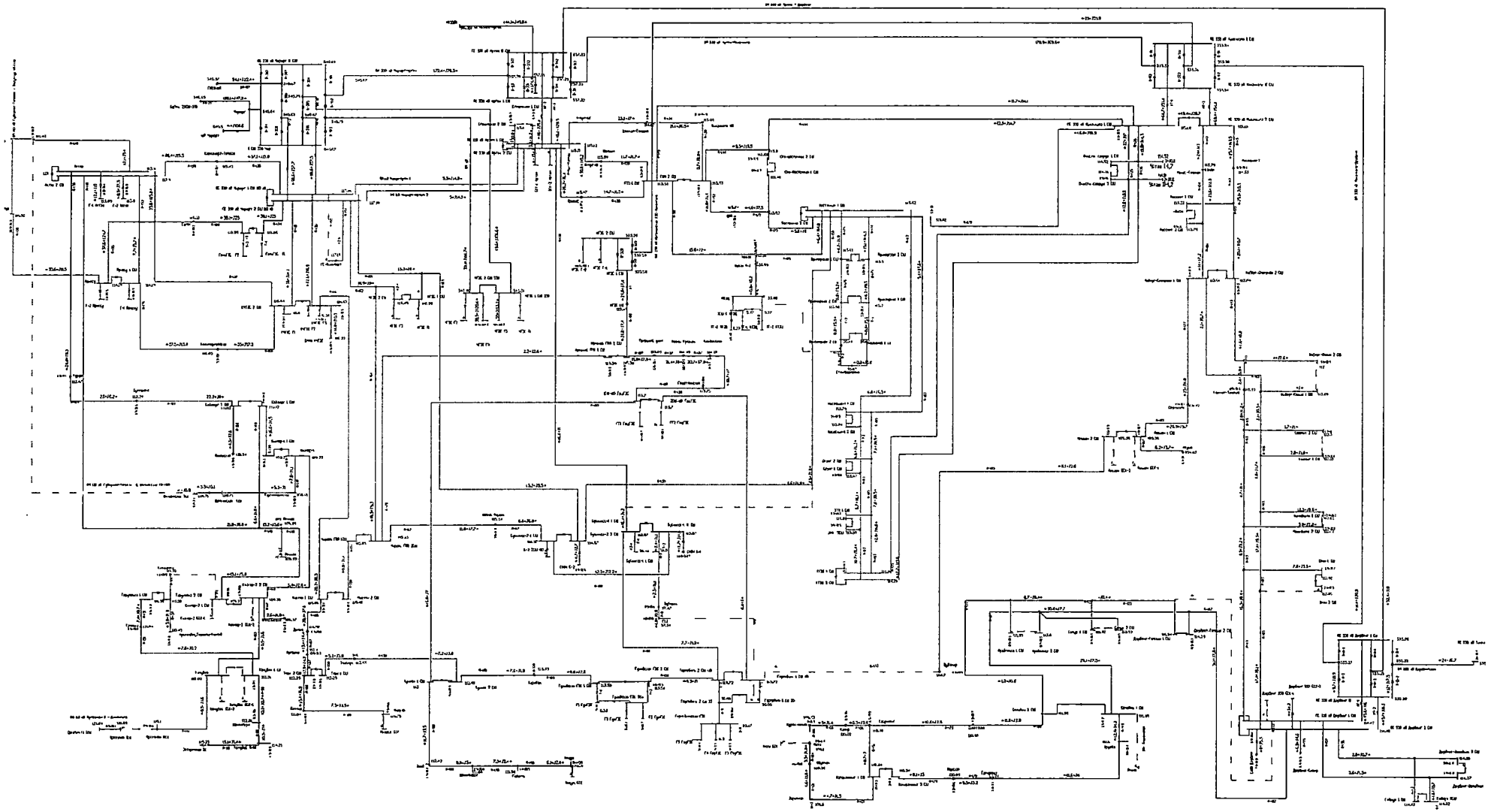


Рисунок 4.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) в нормальной схеме.

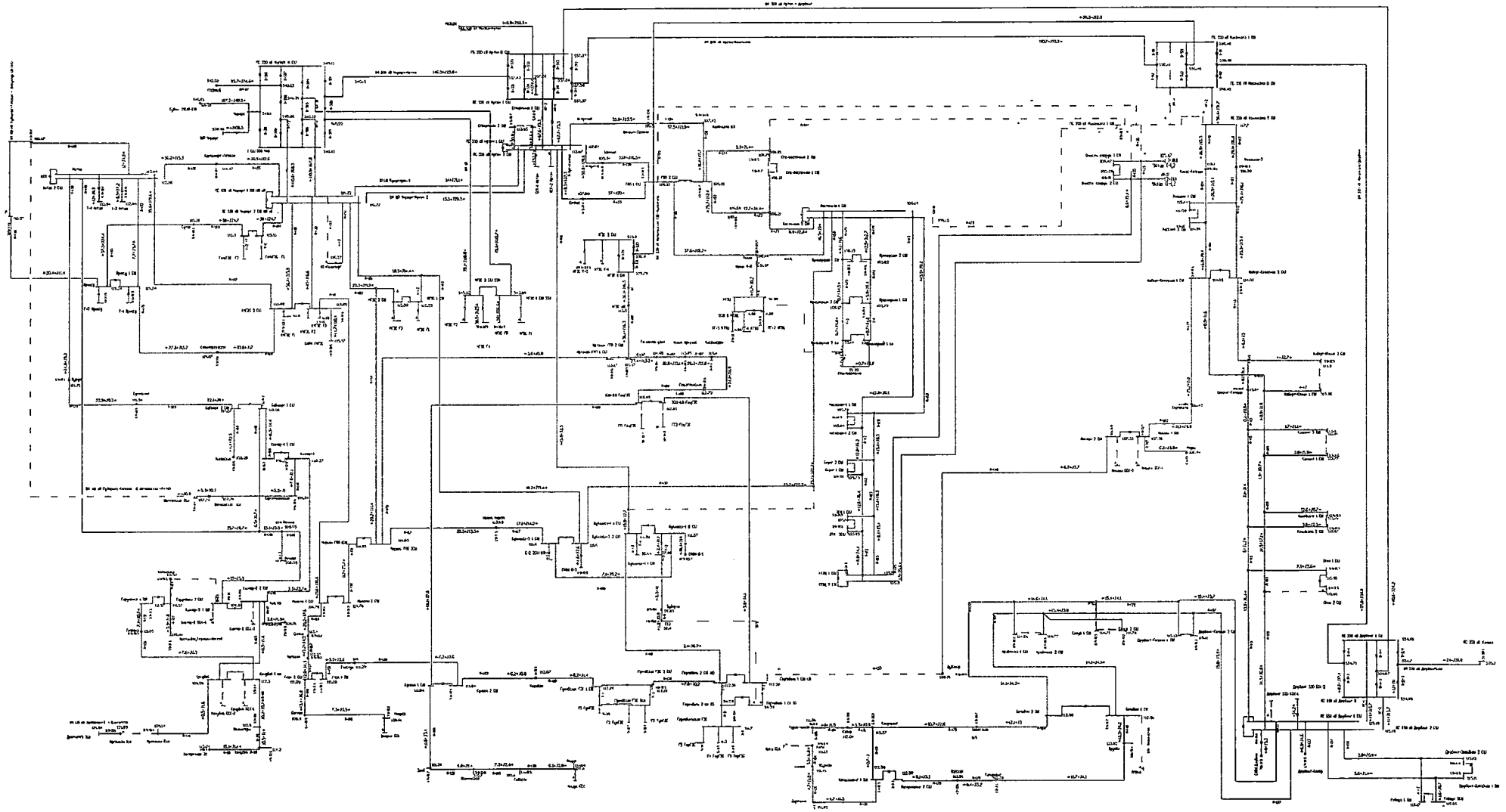


Рисунок 4.6 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме.

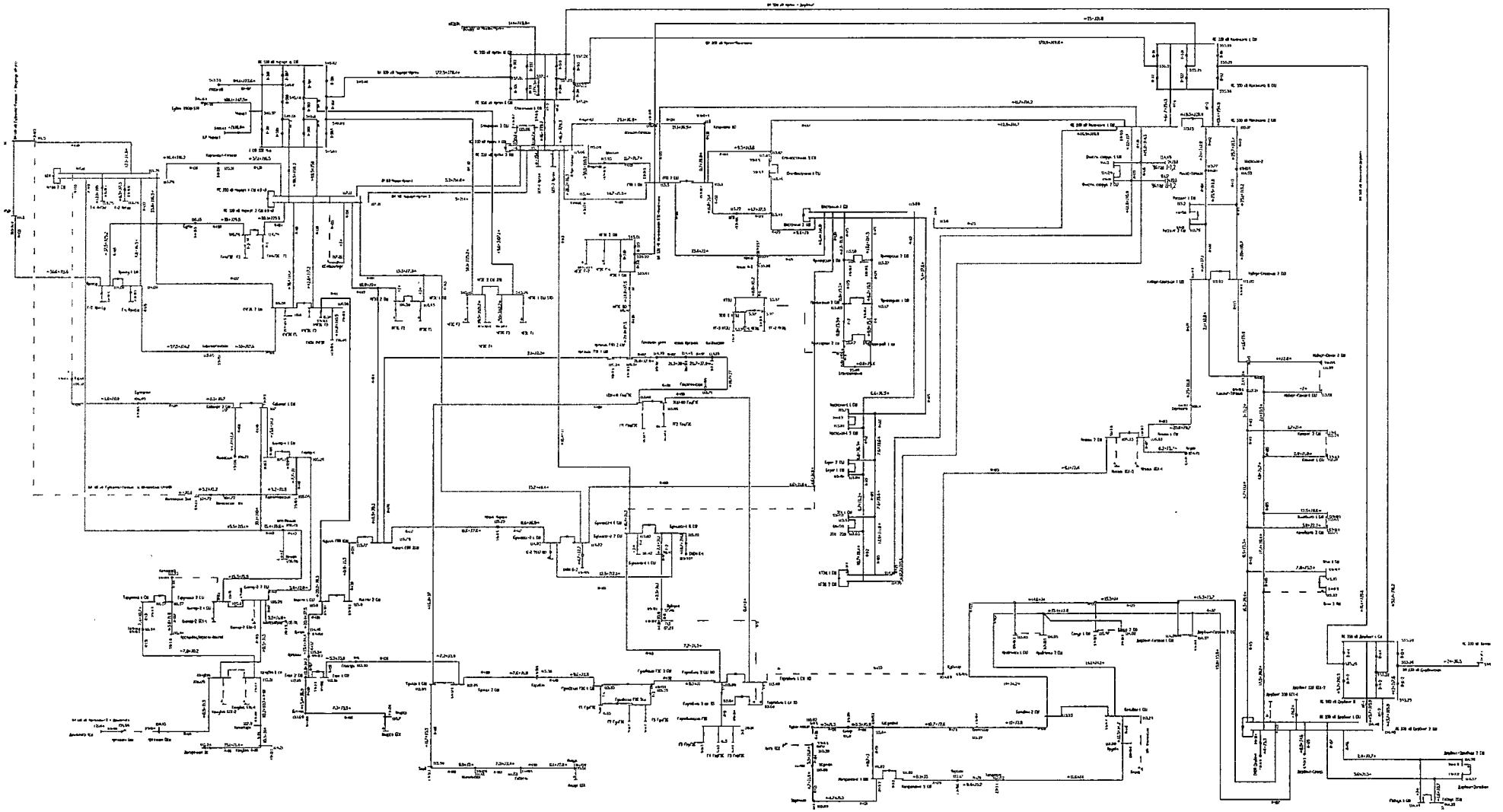


Рисунок 4.7 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139) в нормальной схеме.

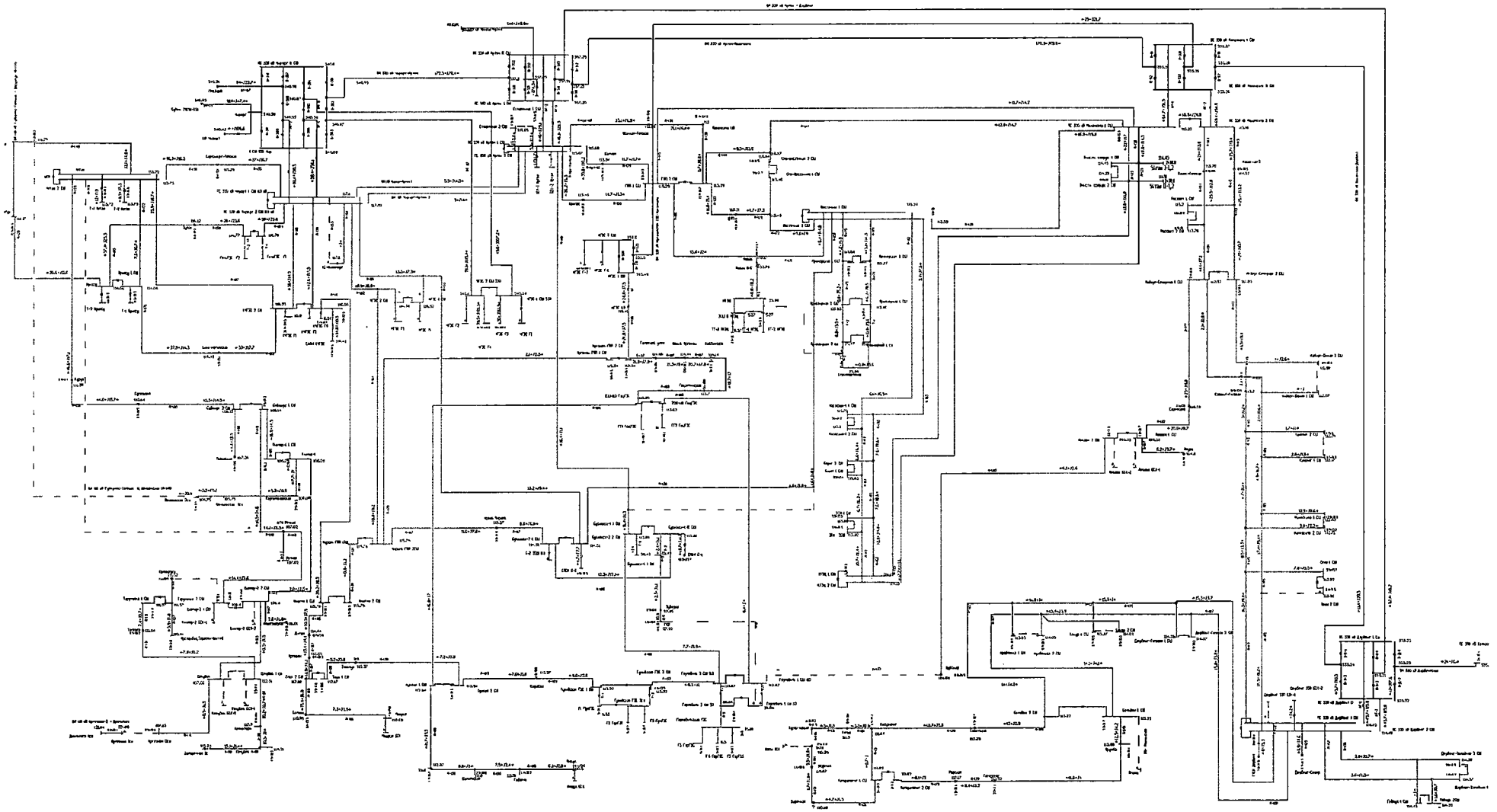


Рисунок 4.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) в нормальной схеме.

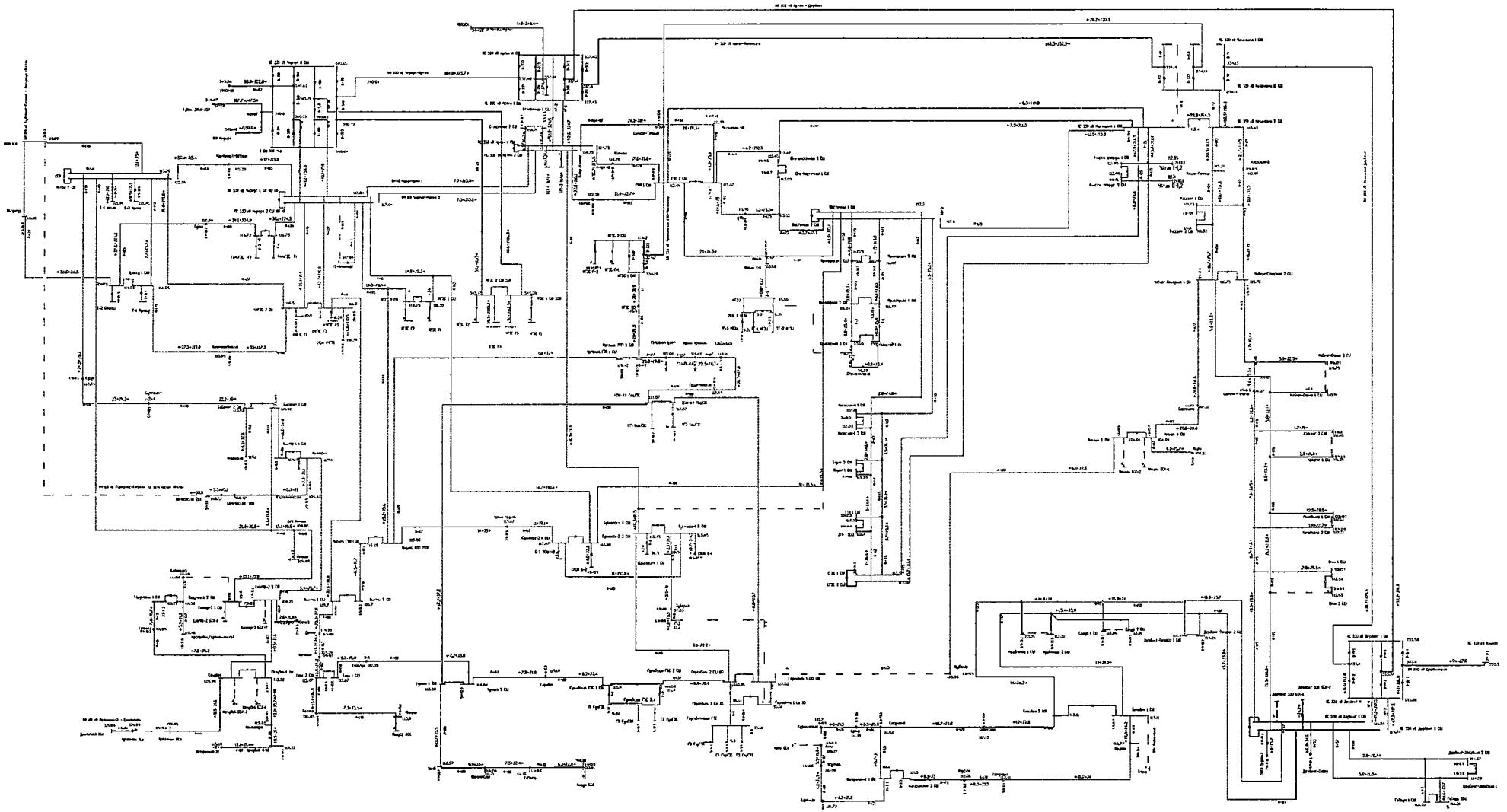


Рисунок 4.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

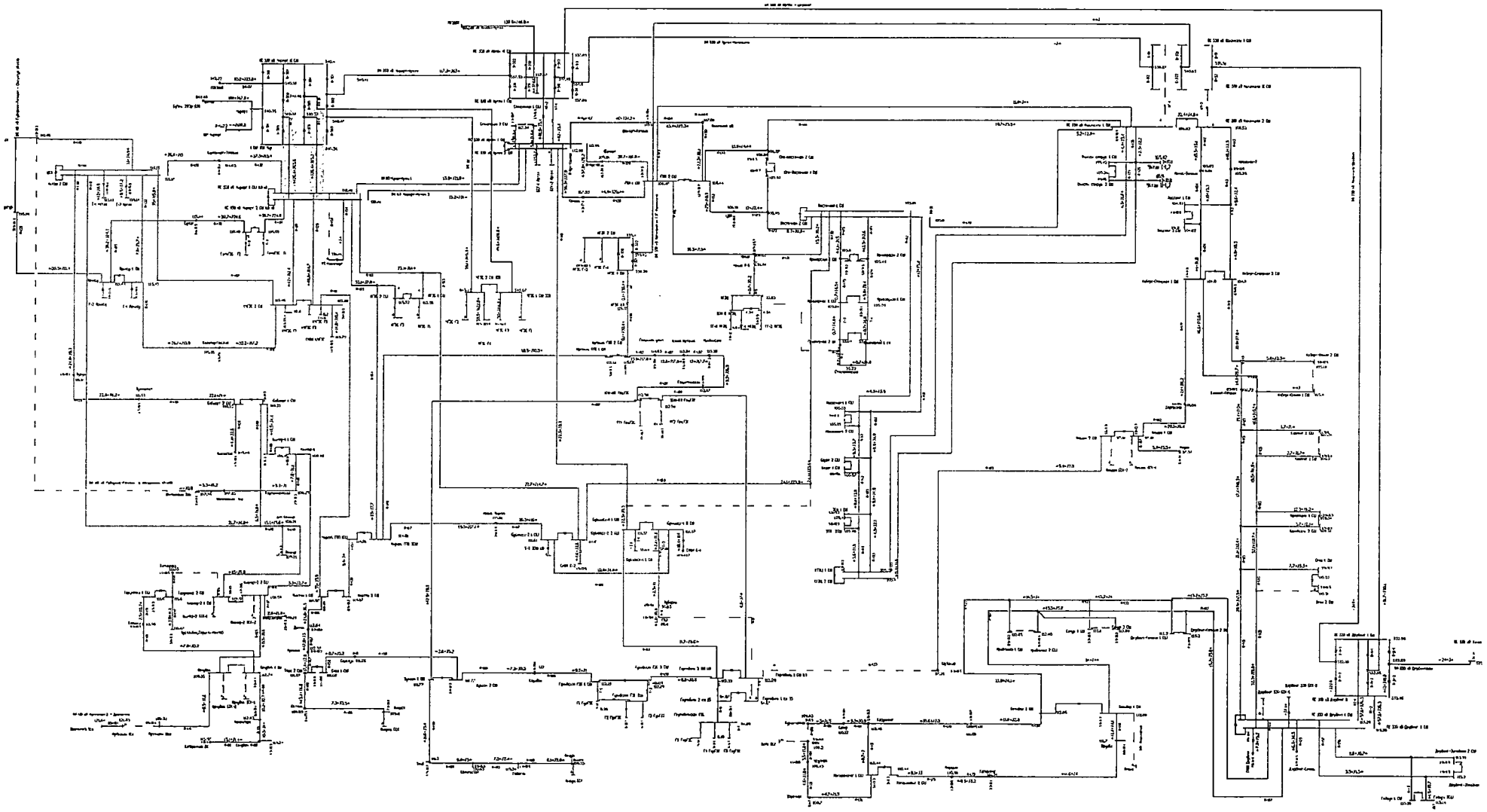


Рисунок 4.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

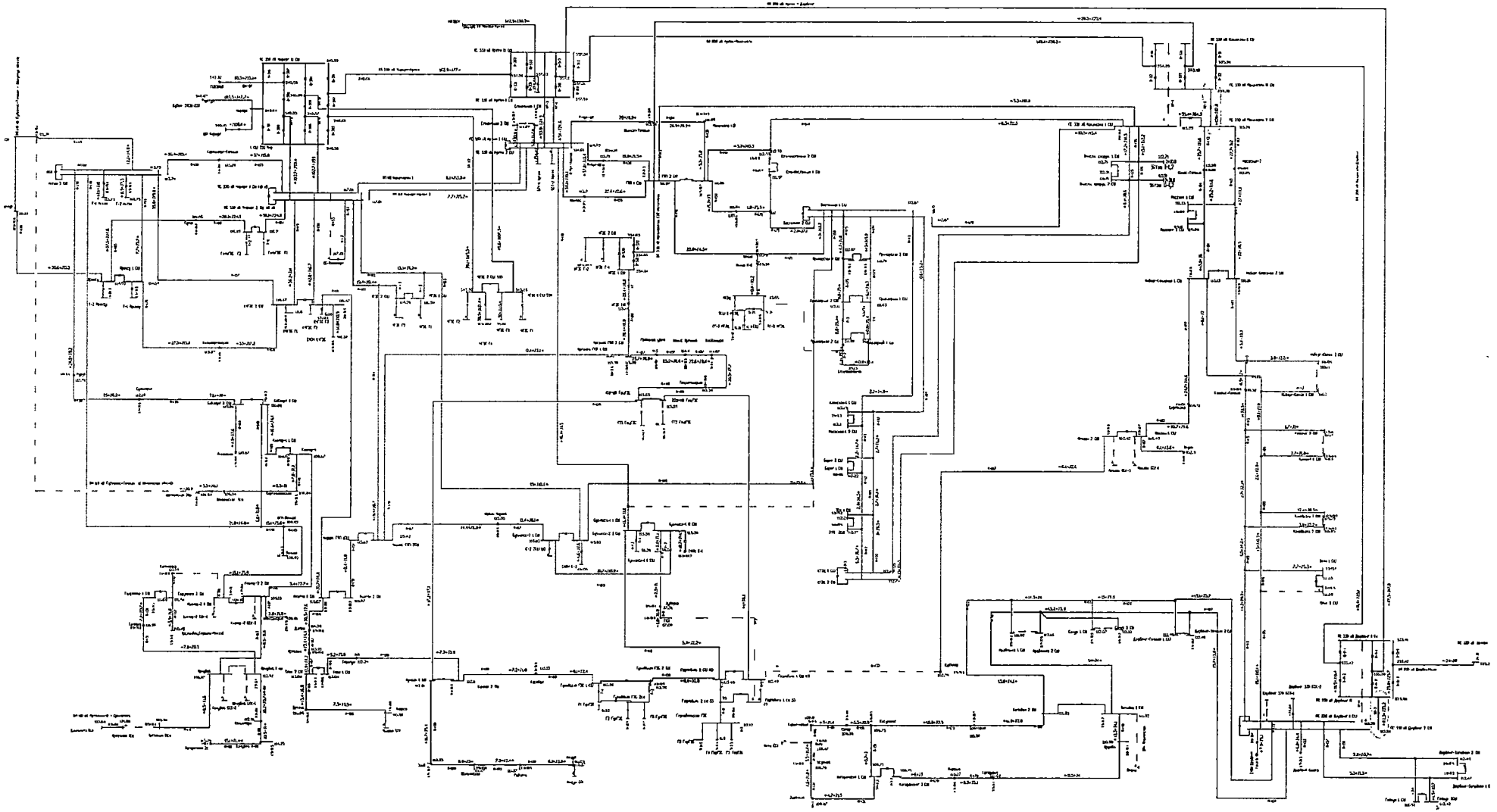


Рисунок 4.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

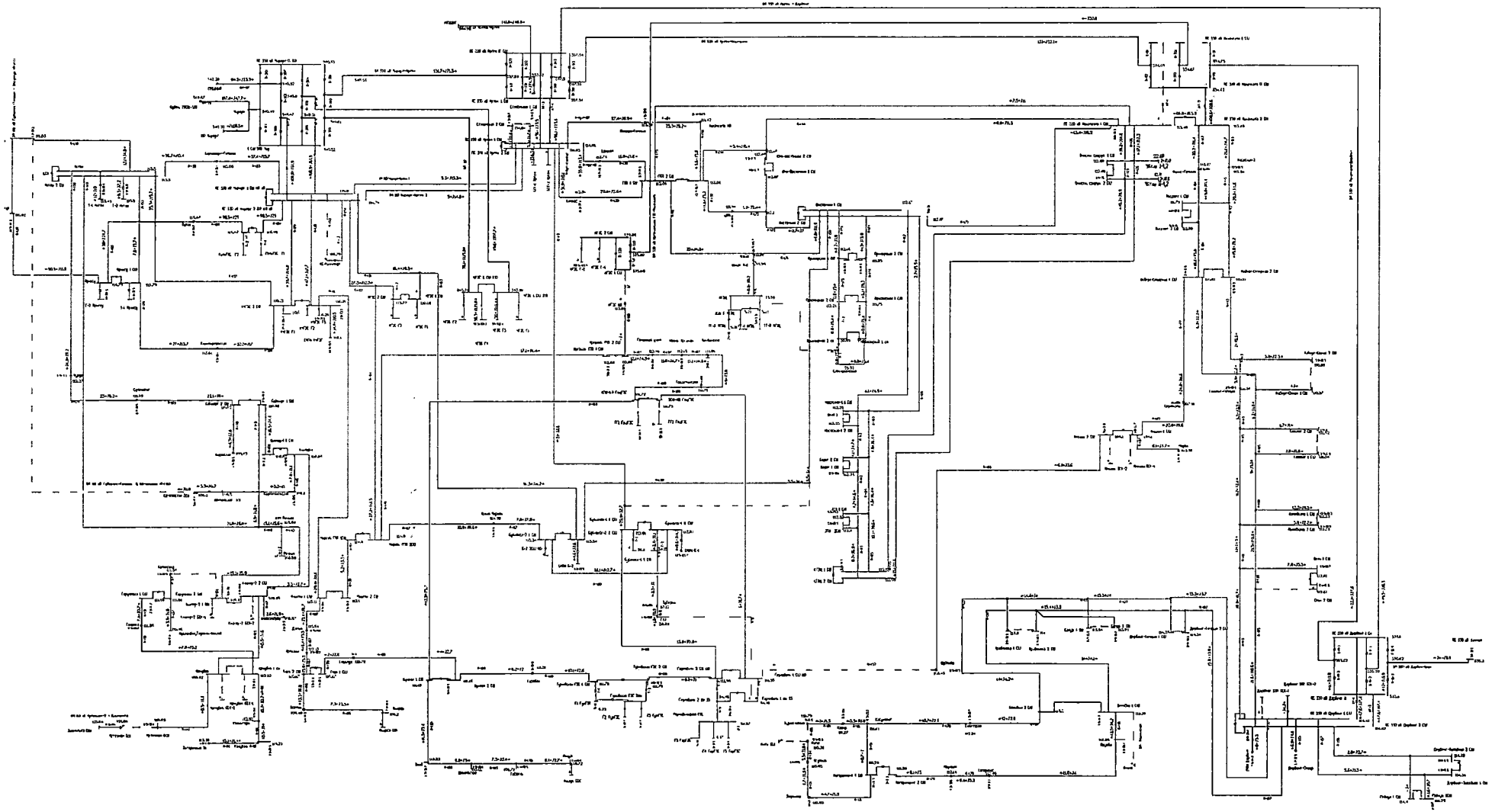


Рисунок 4.12 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

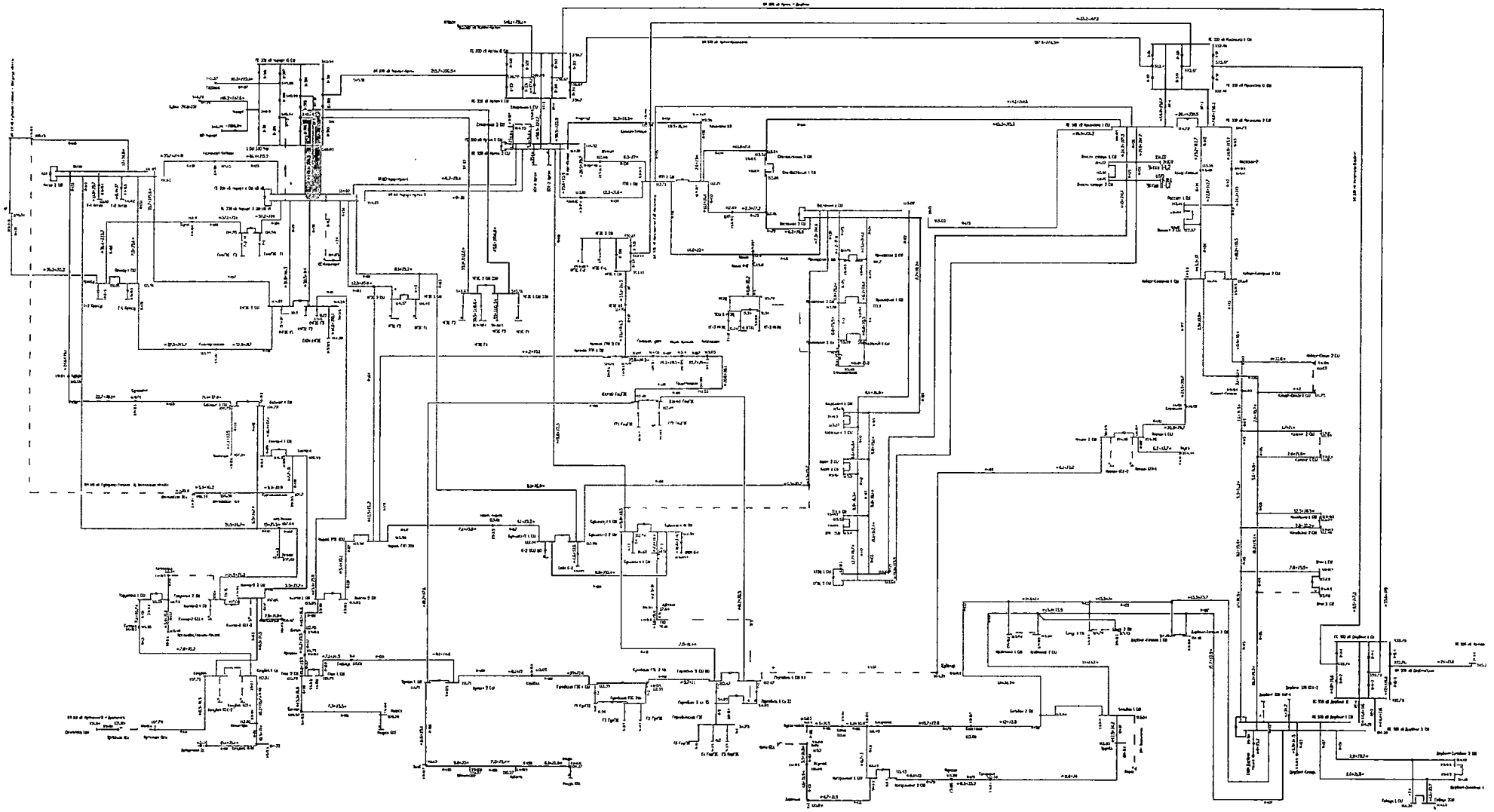


Рисунок 4.13 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Схема ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт. Нормальный режим.

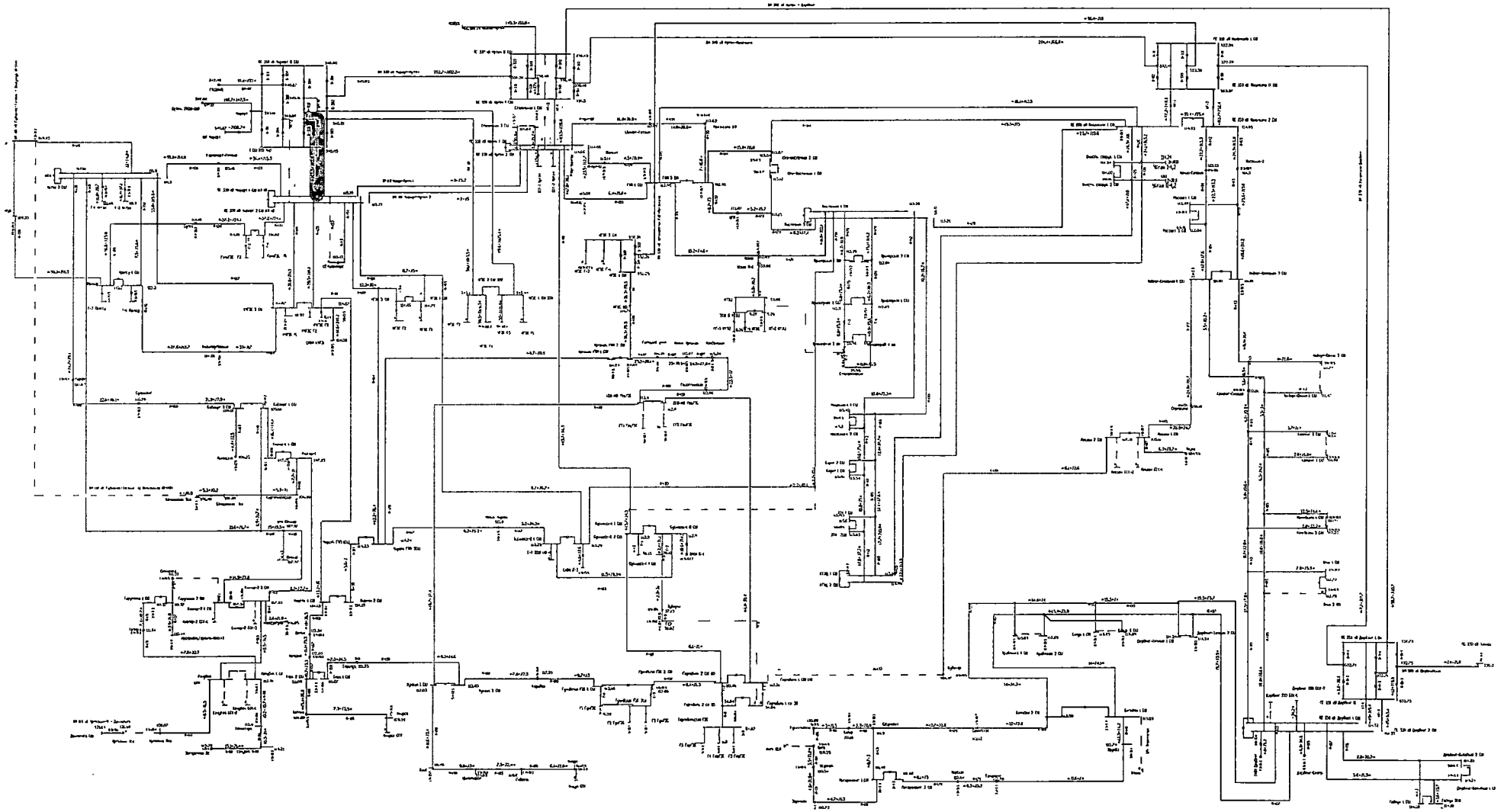


Рисунок 4.14 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

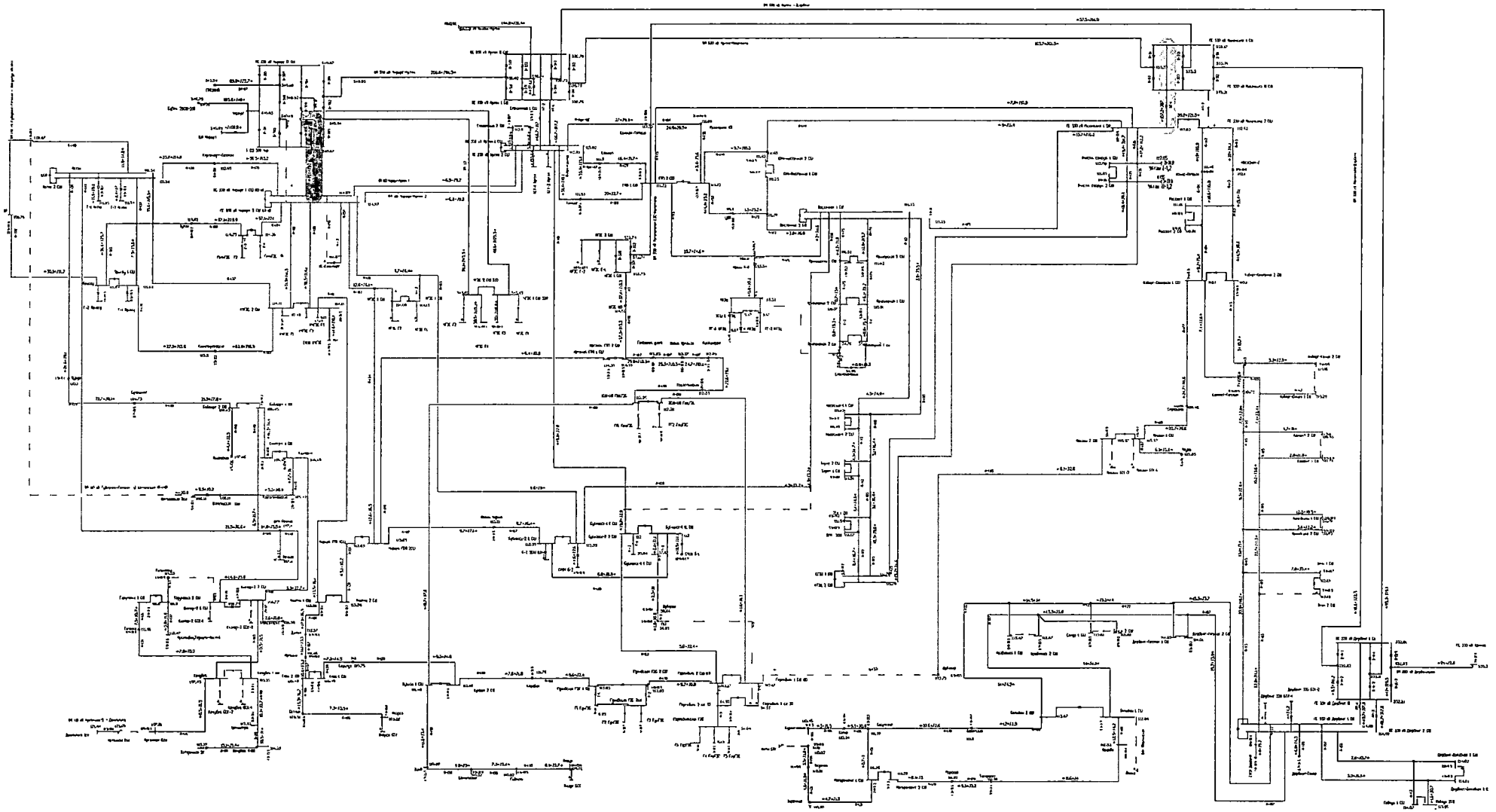


Рисунок 4.15 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

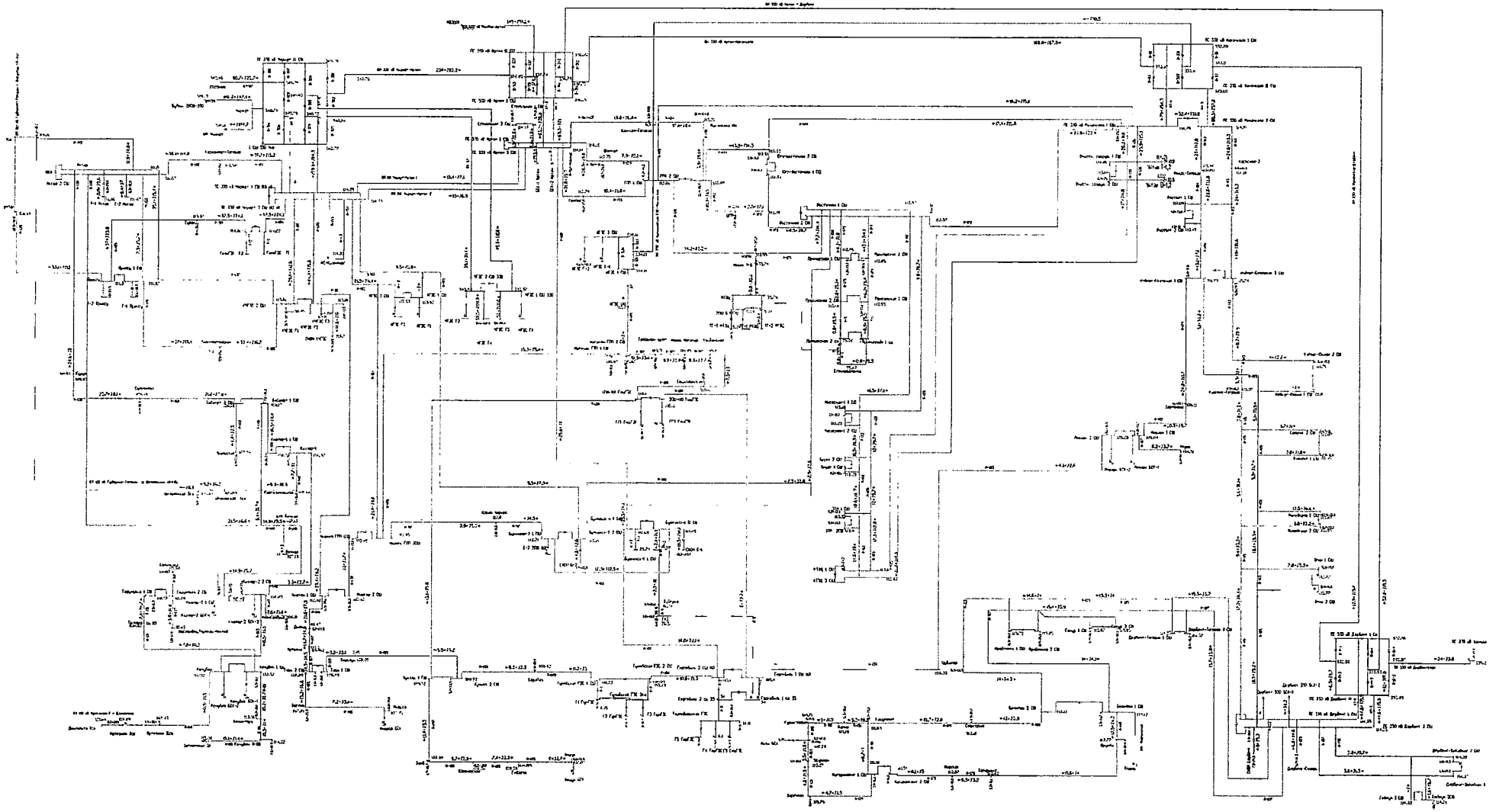


Рисунок 4.16 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

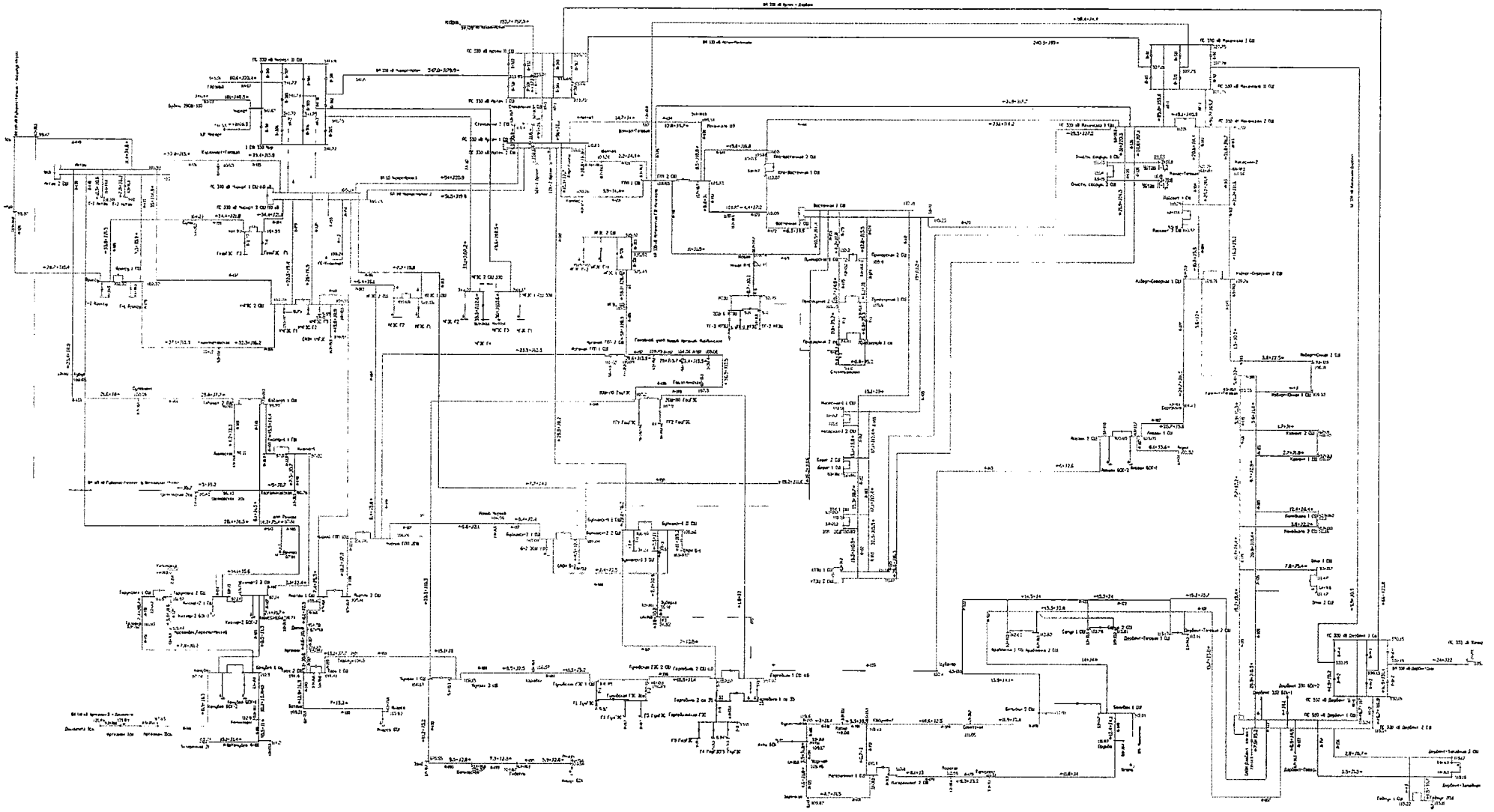


Рисунок 4.17Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

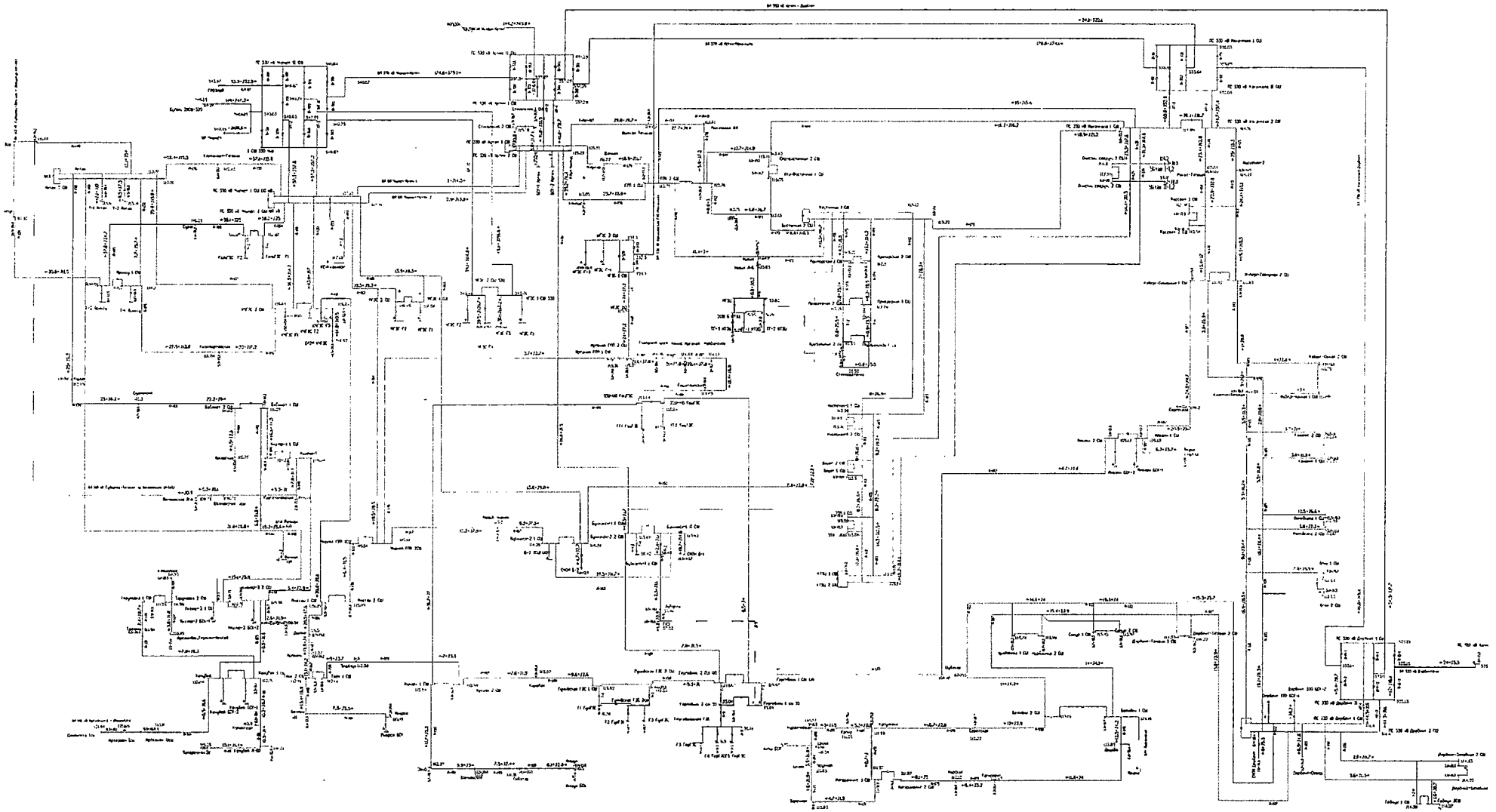


Рисунок 4.18 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал. Нормальный режим.

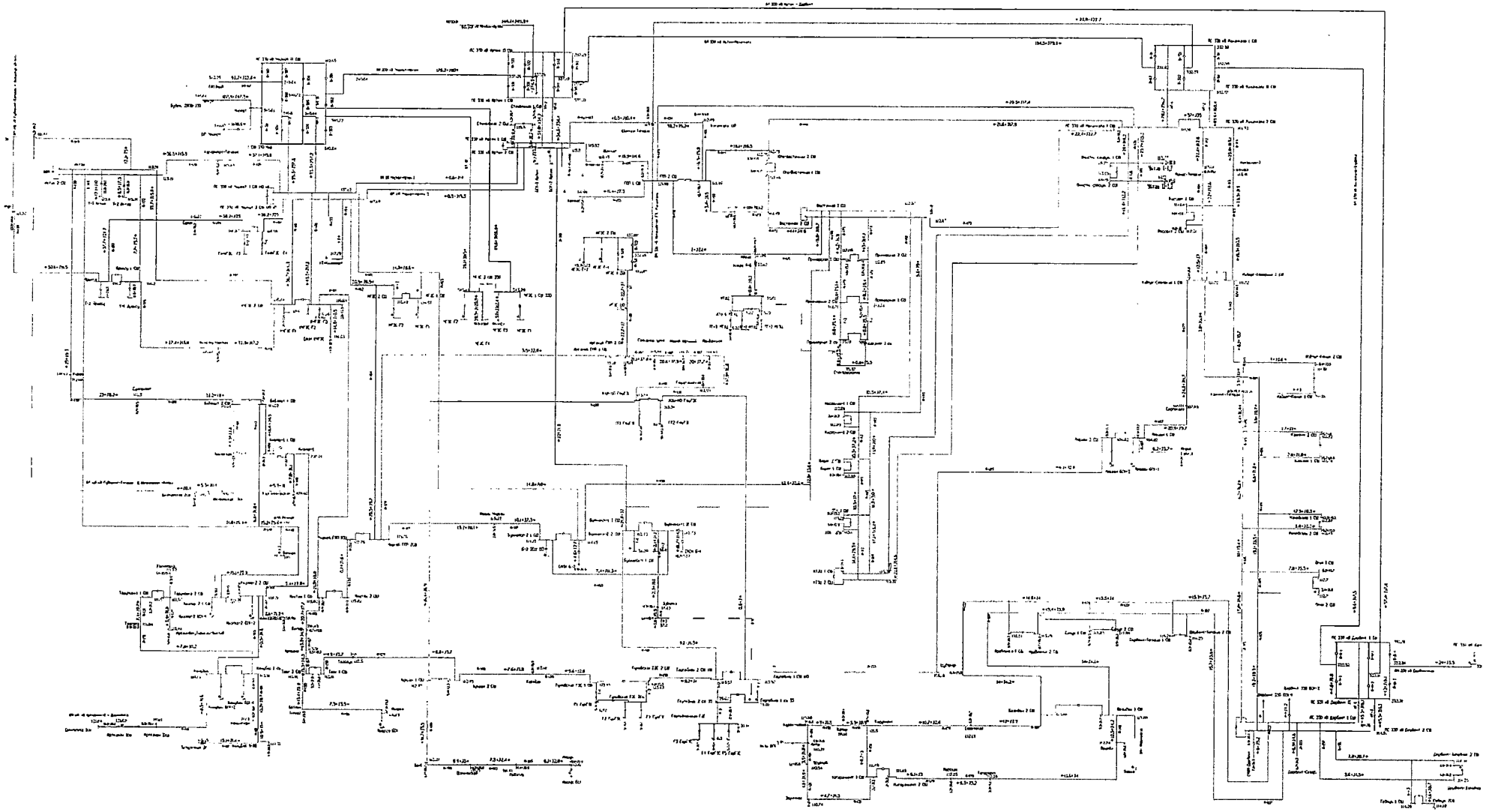


Рисунок 4.19 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Компас в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шалихал.

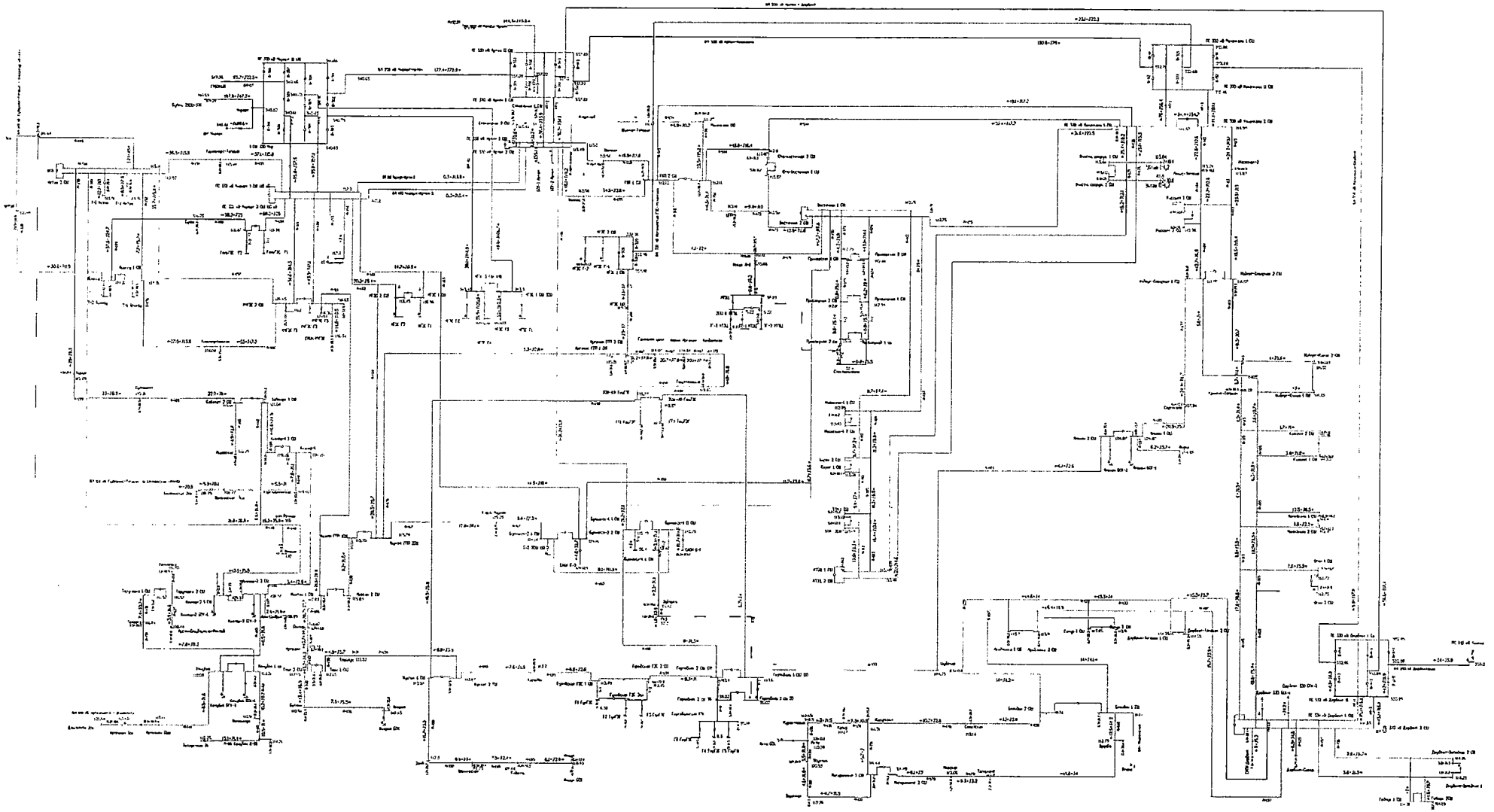


Рисунок 4.20 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

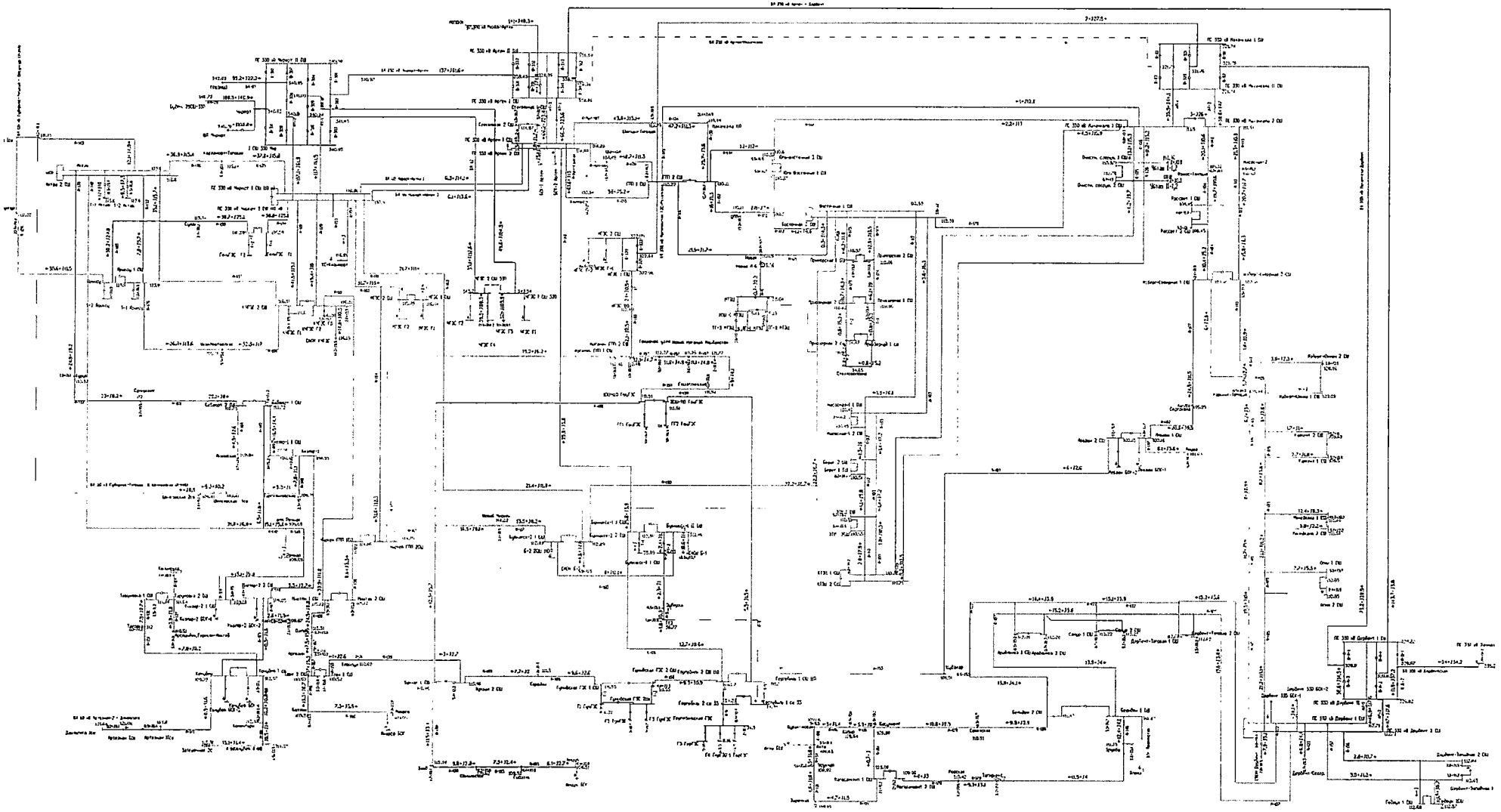


Рисунок 4.21 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

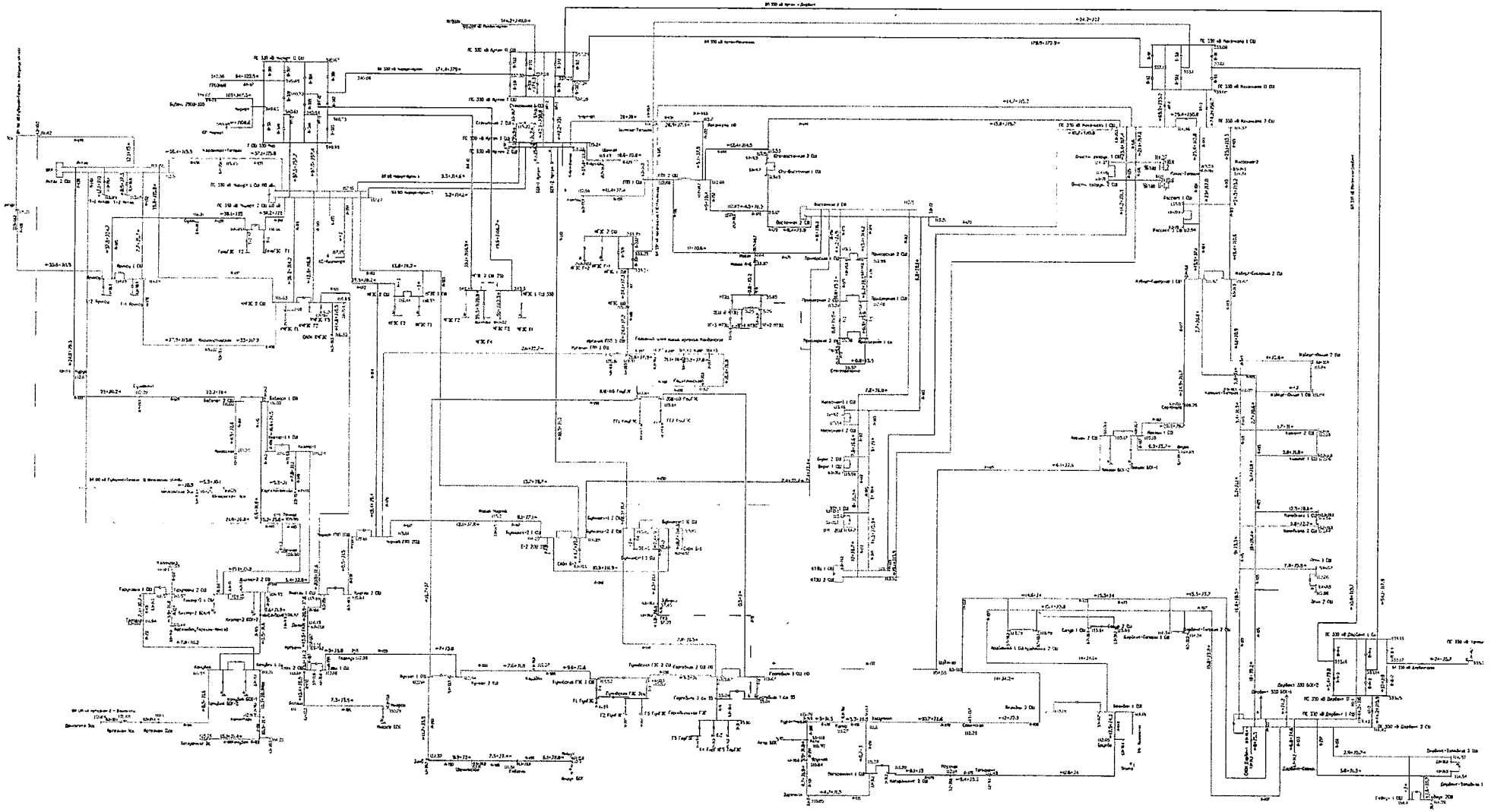


Рисунок 4.22 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас. Нормальный режим.

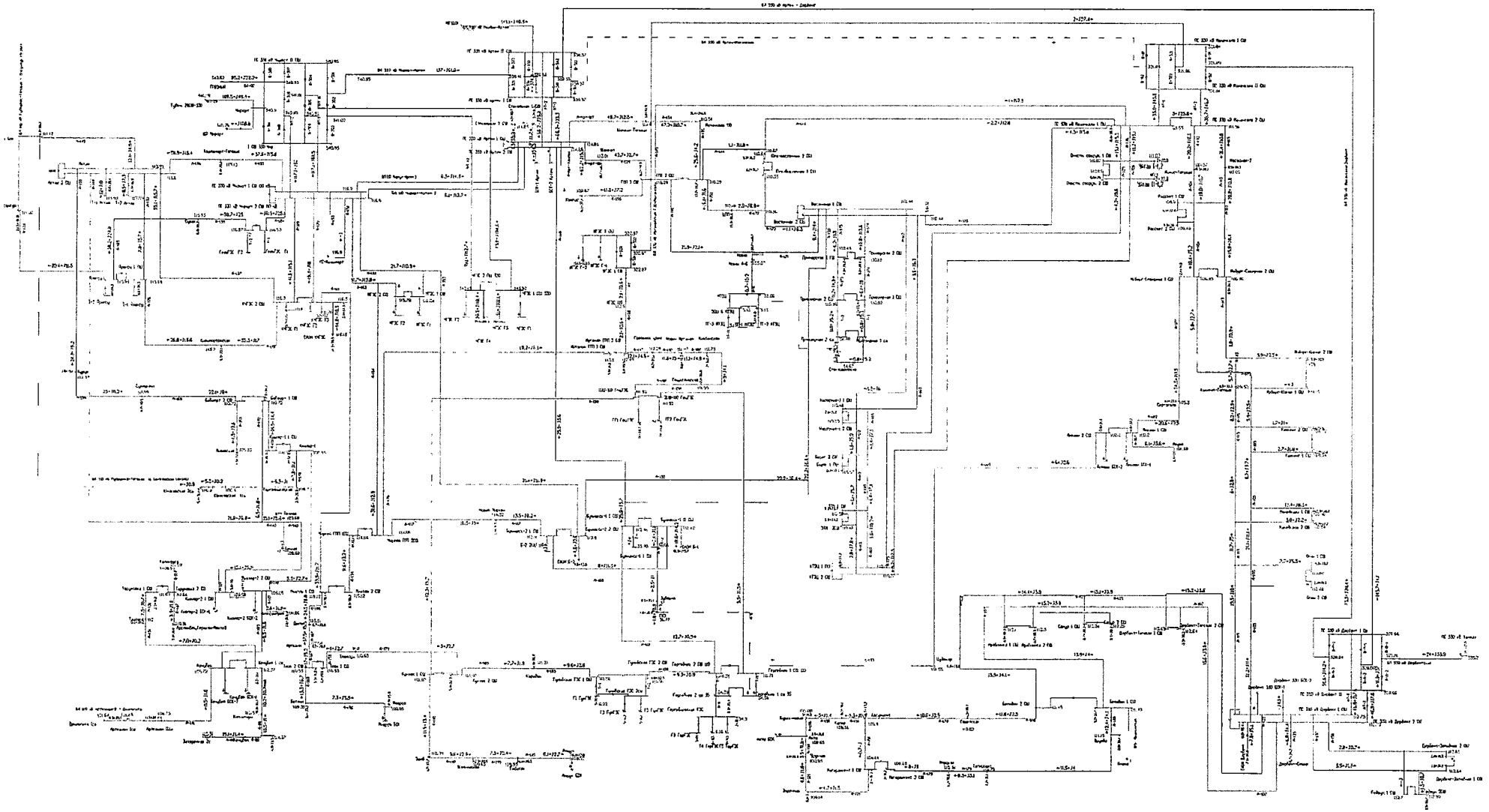


Рисунок 4.23 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас.

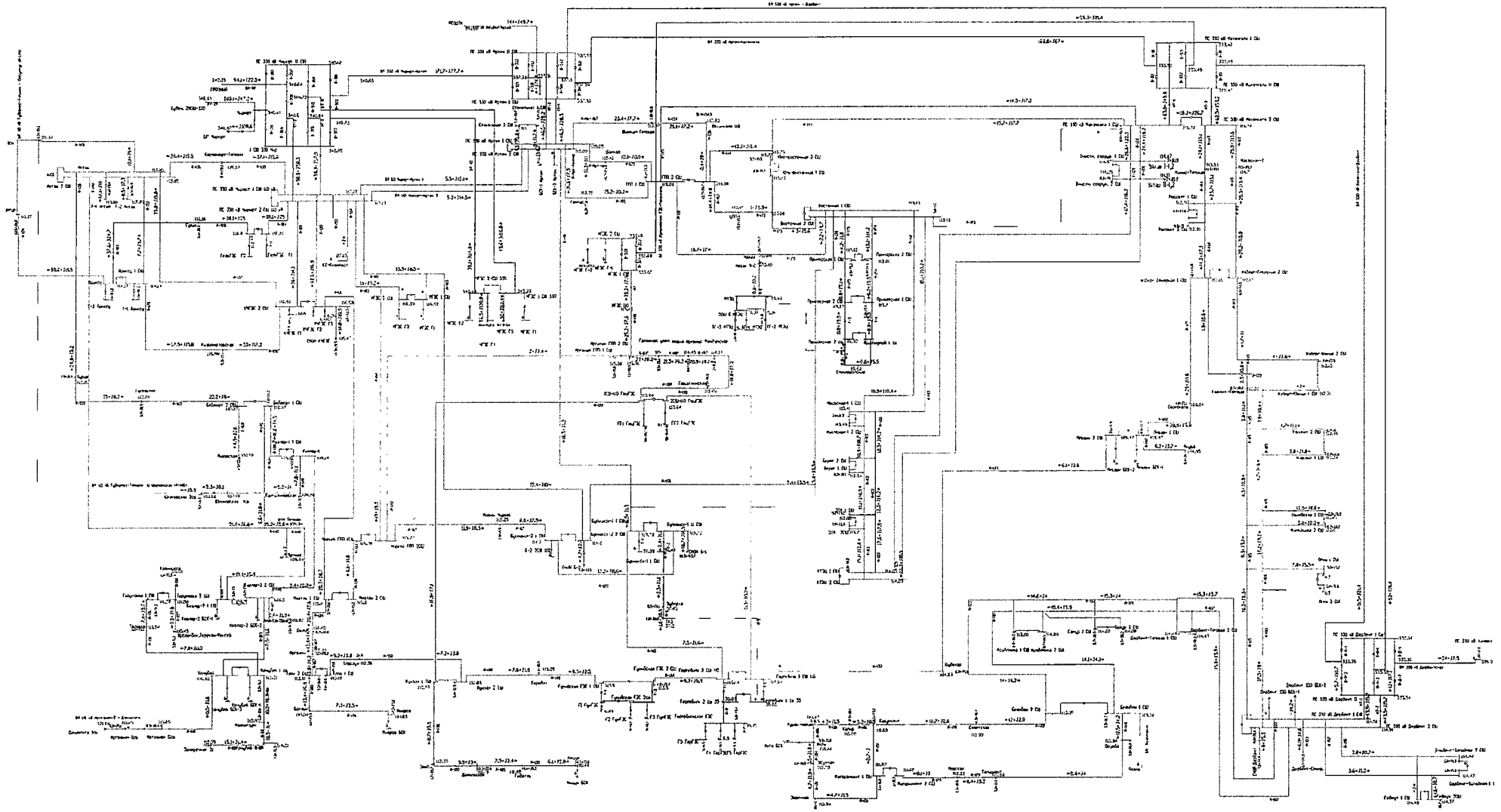


Рисунок 4.24 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173). Нормальный режим.

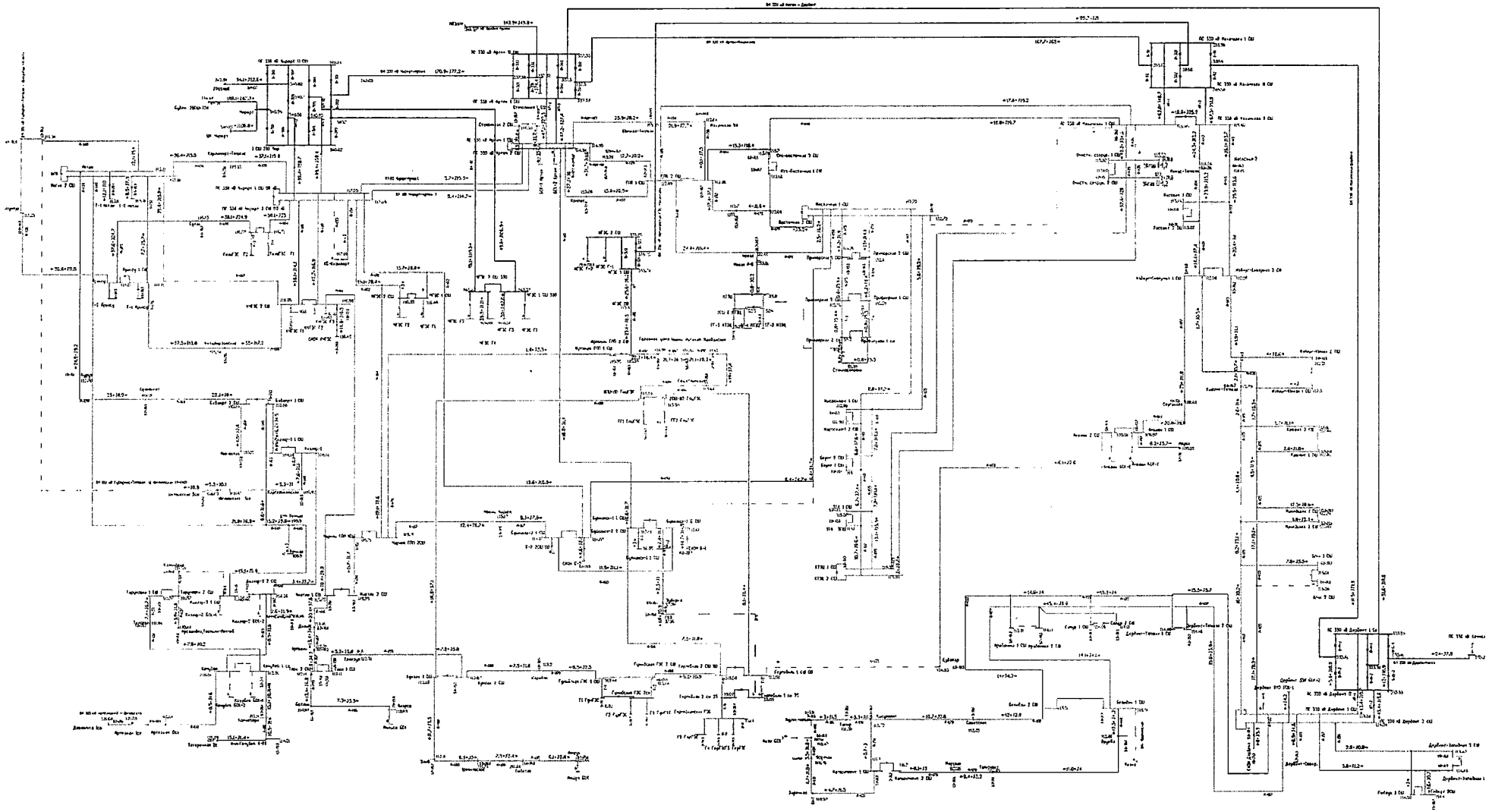


Рисунок 4.25 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

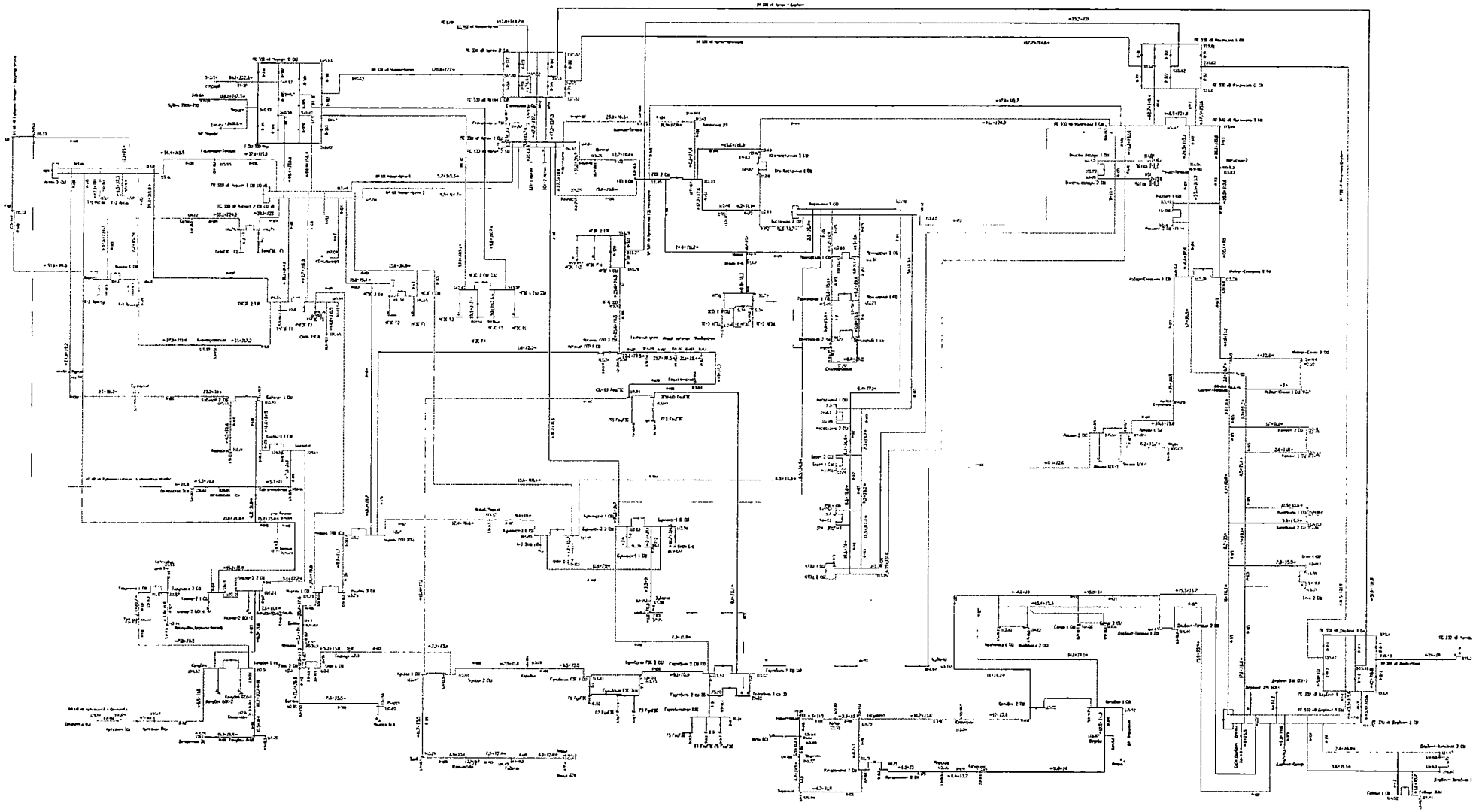


Рисунок 4.26 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

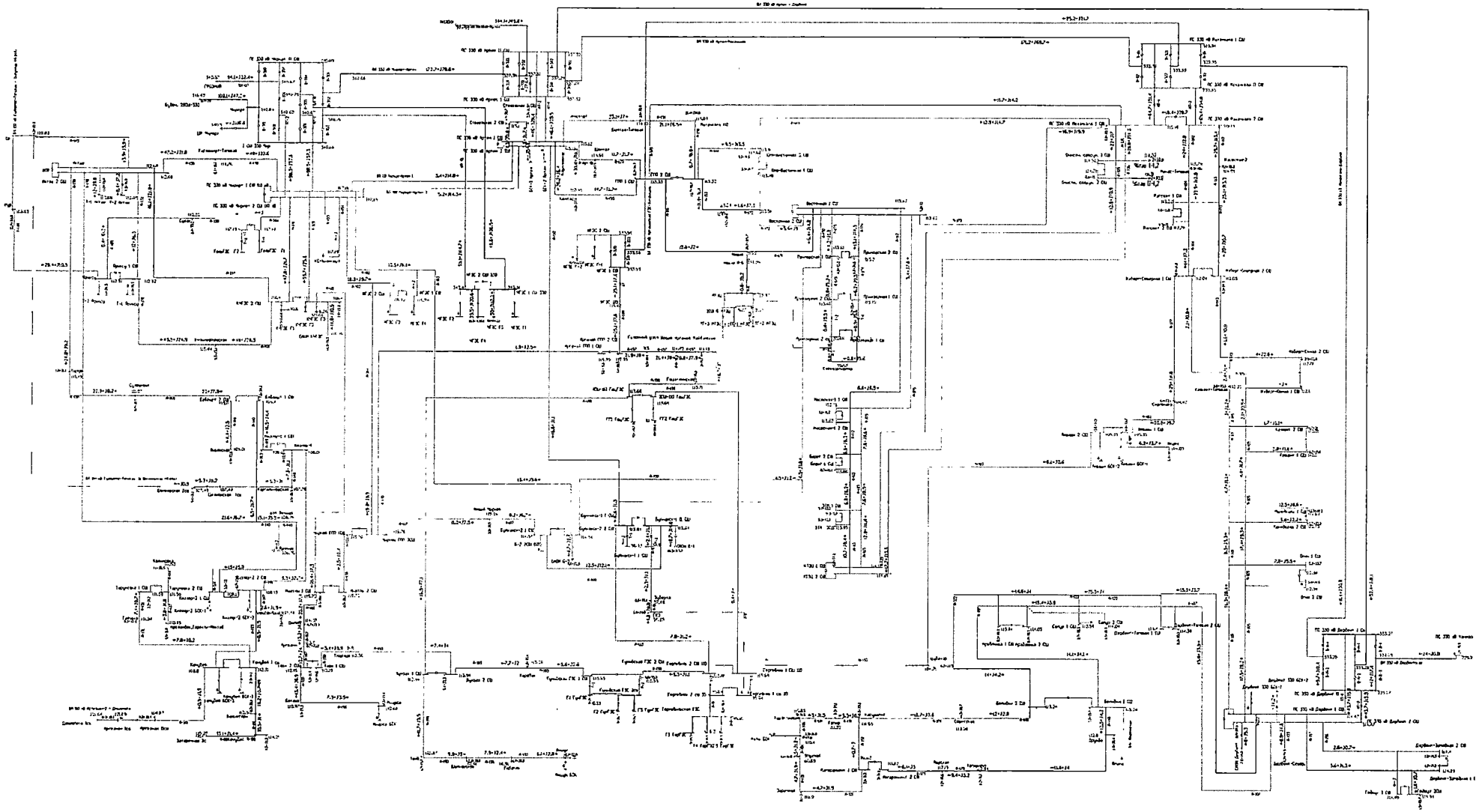


Рисунок 4.27 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199). Нормальный режим.

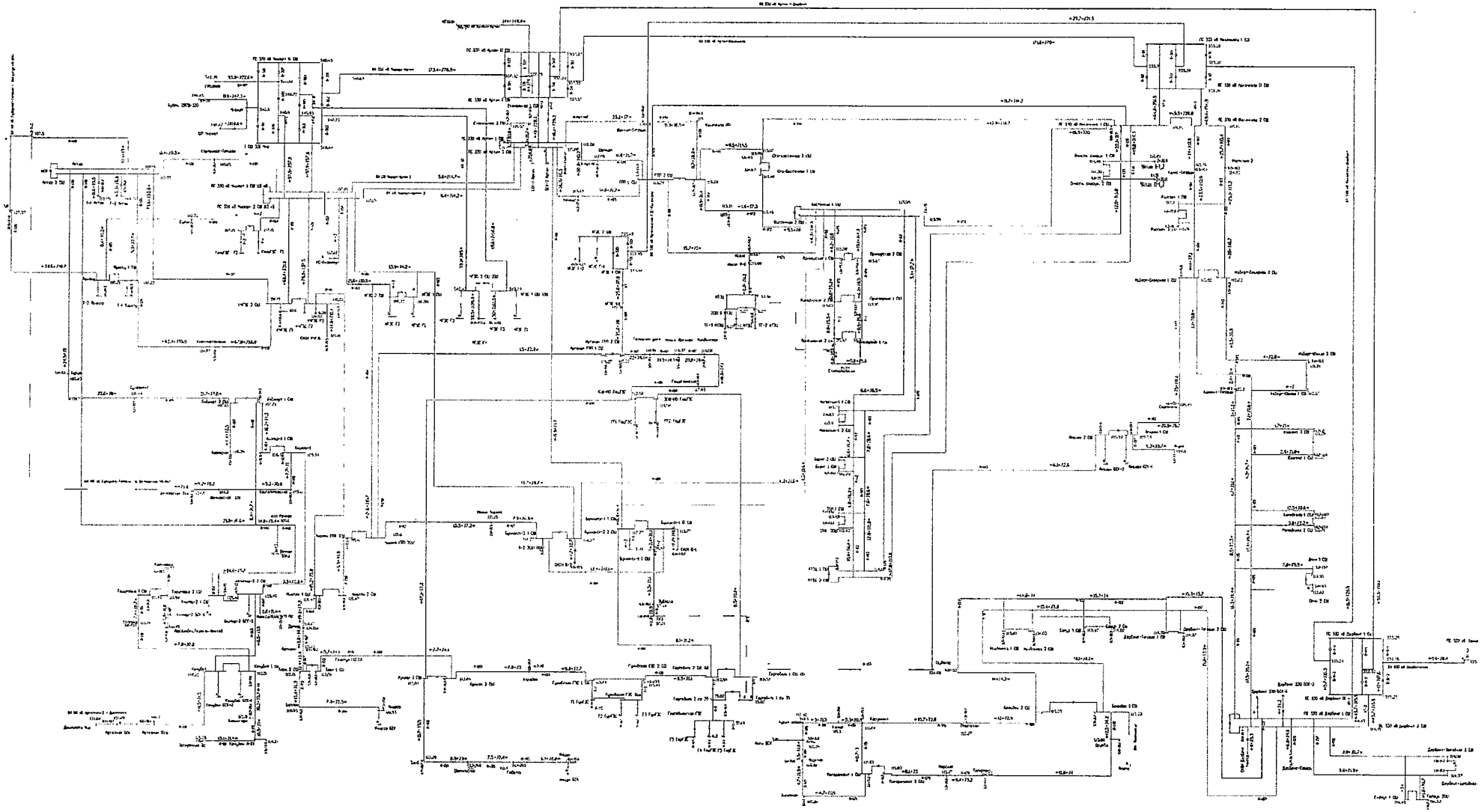


Рисунок 4.28 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

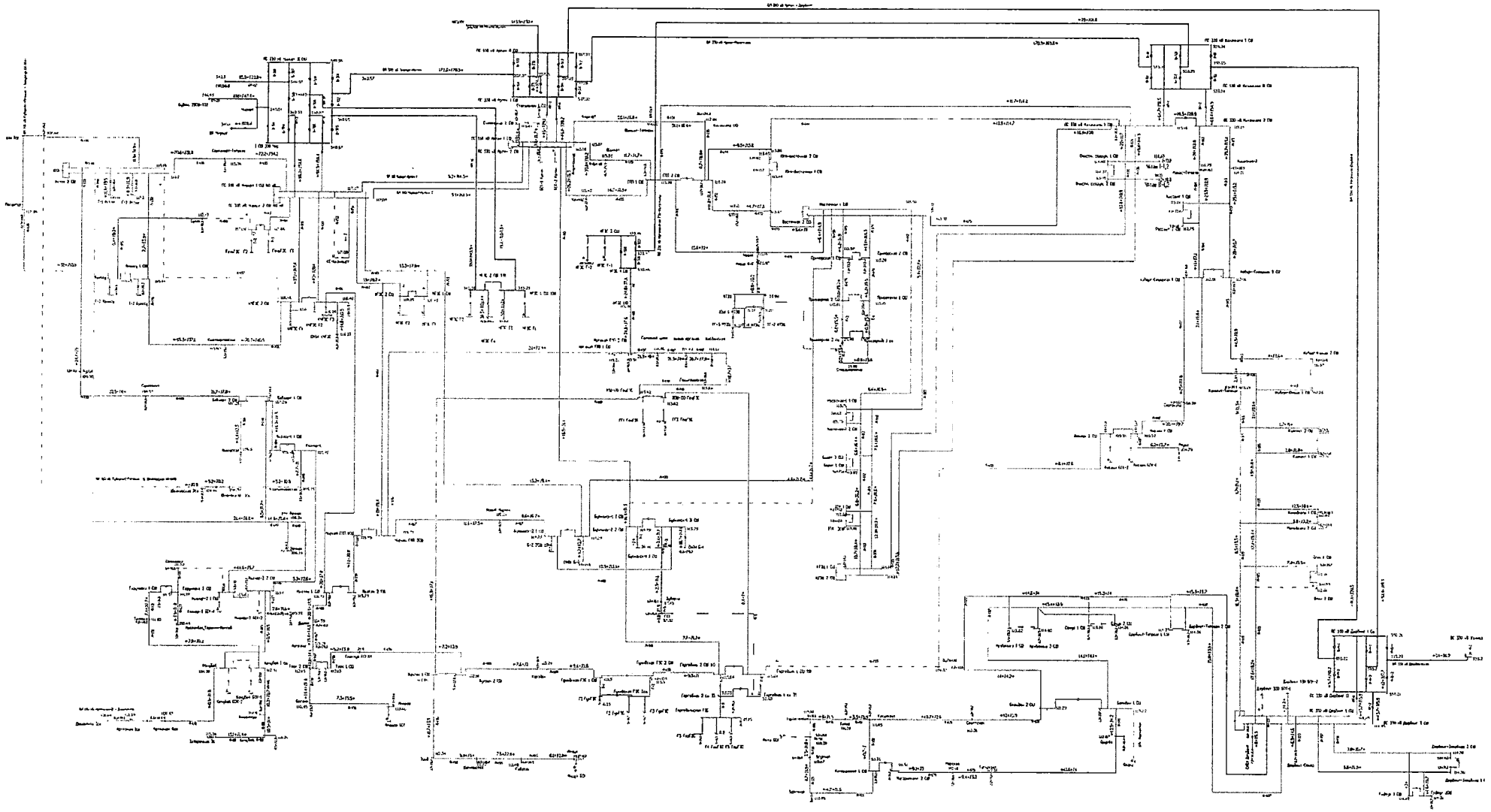


Рисунок 4.29 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

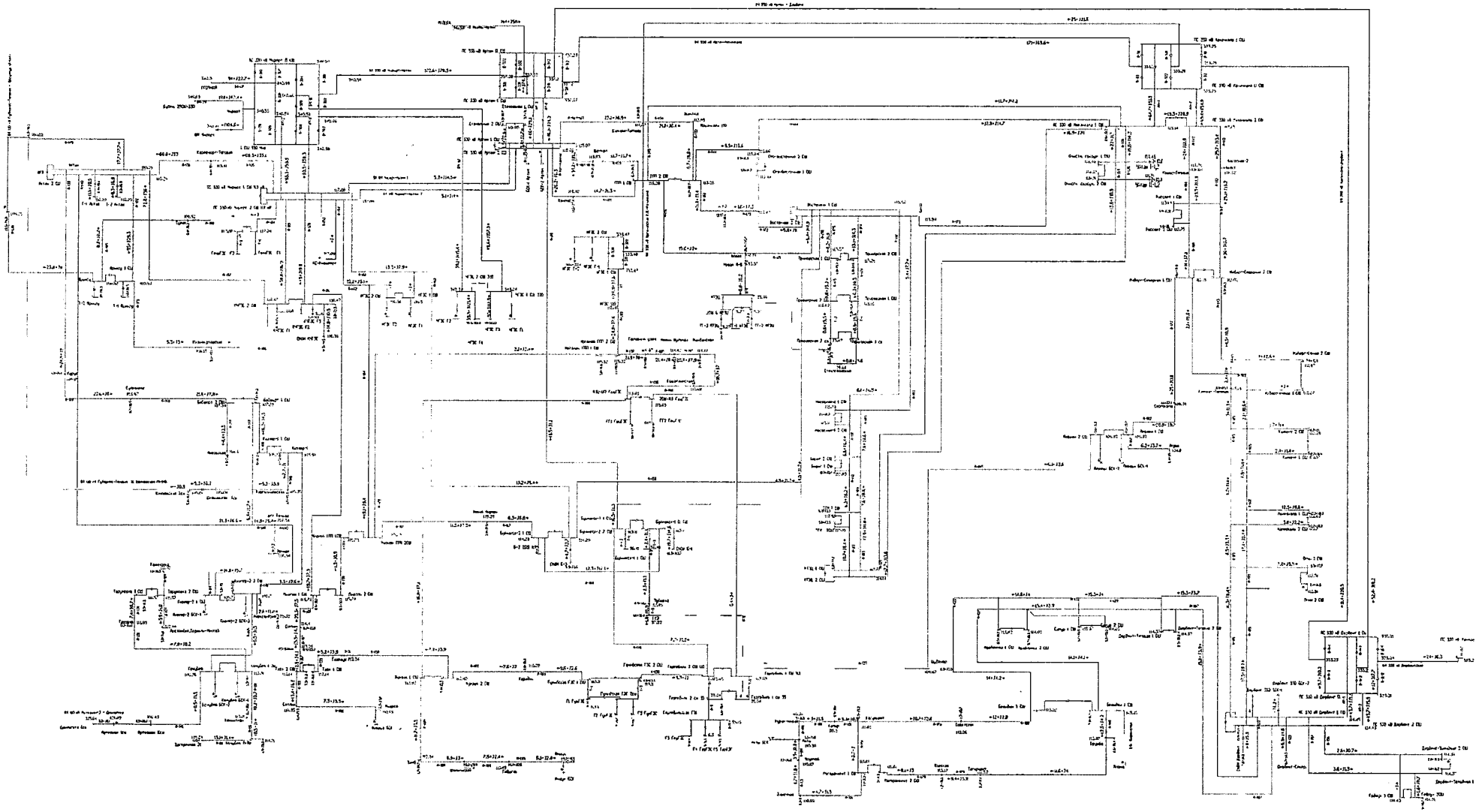


Рисунок 4.30 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чиркейских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

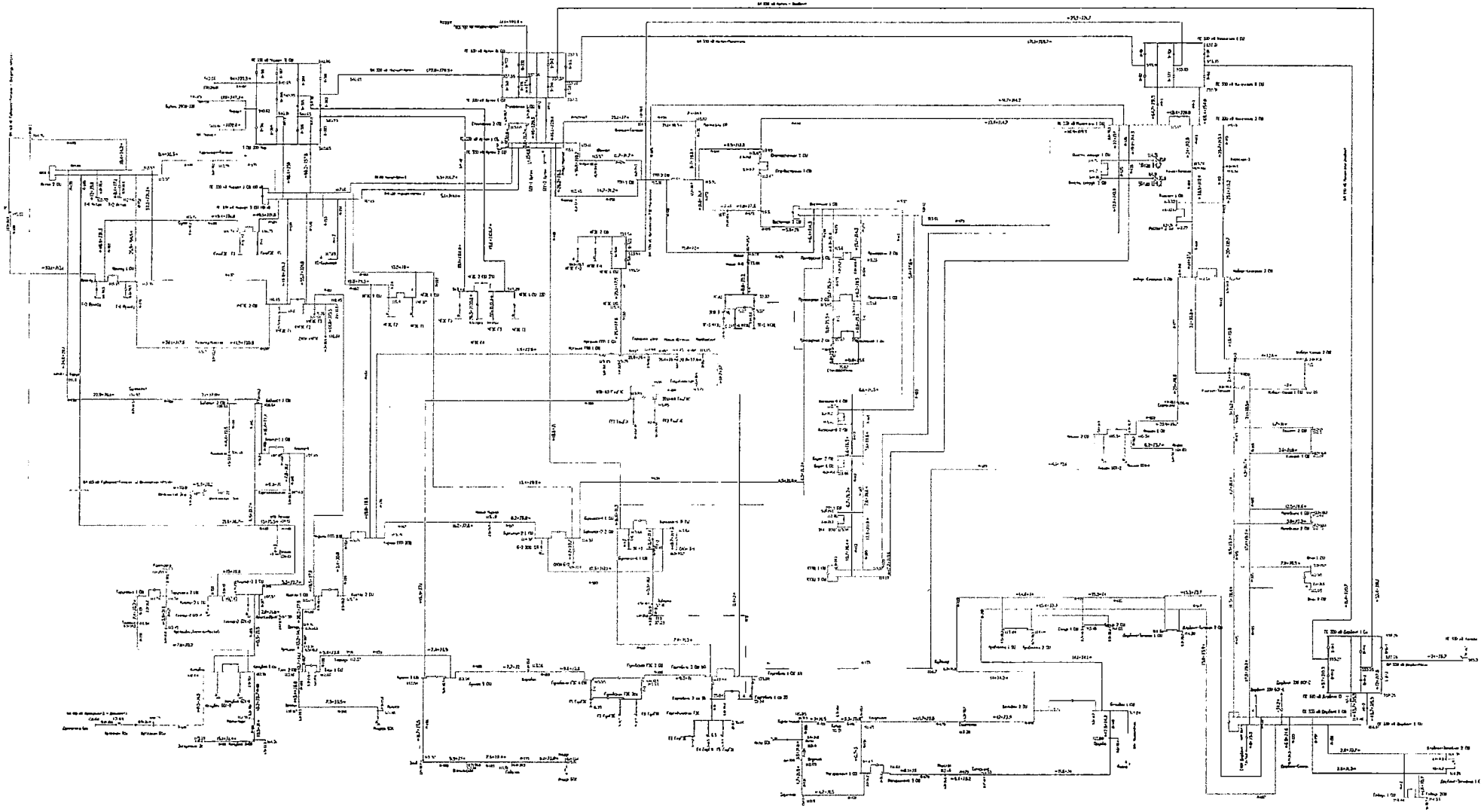


Рисунок 4.31 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135). Нормальный режим.

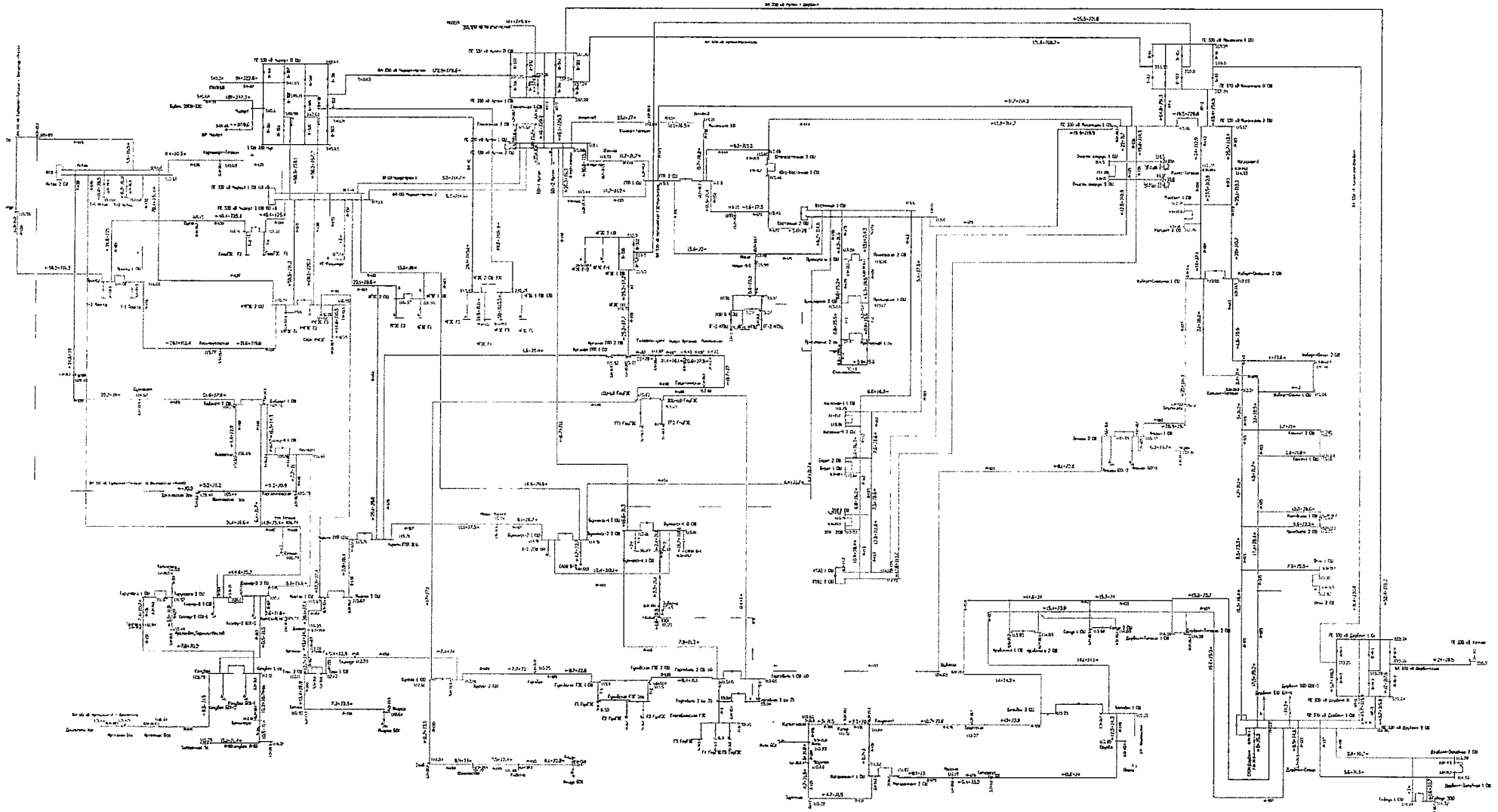


Рисунок 4.32 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

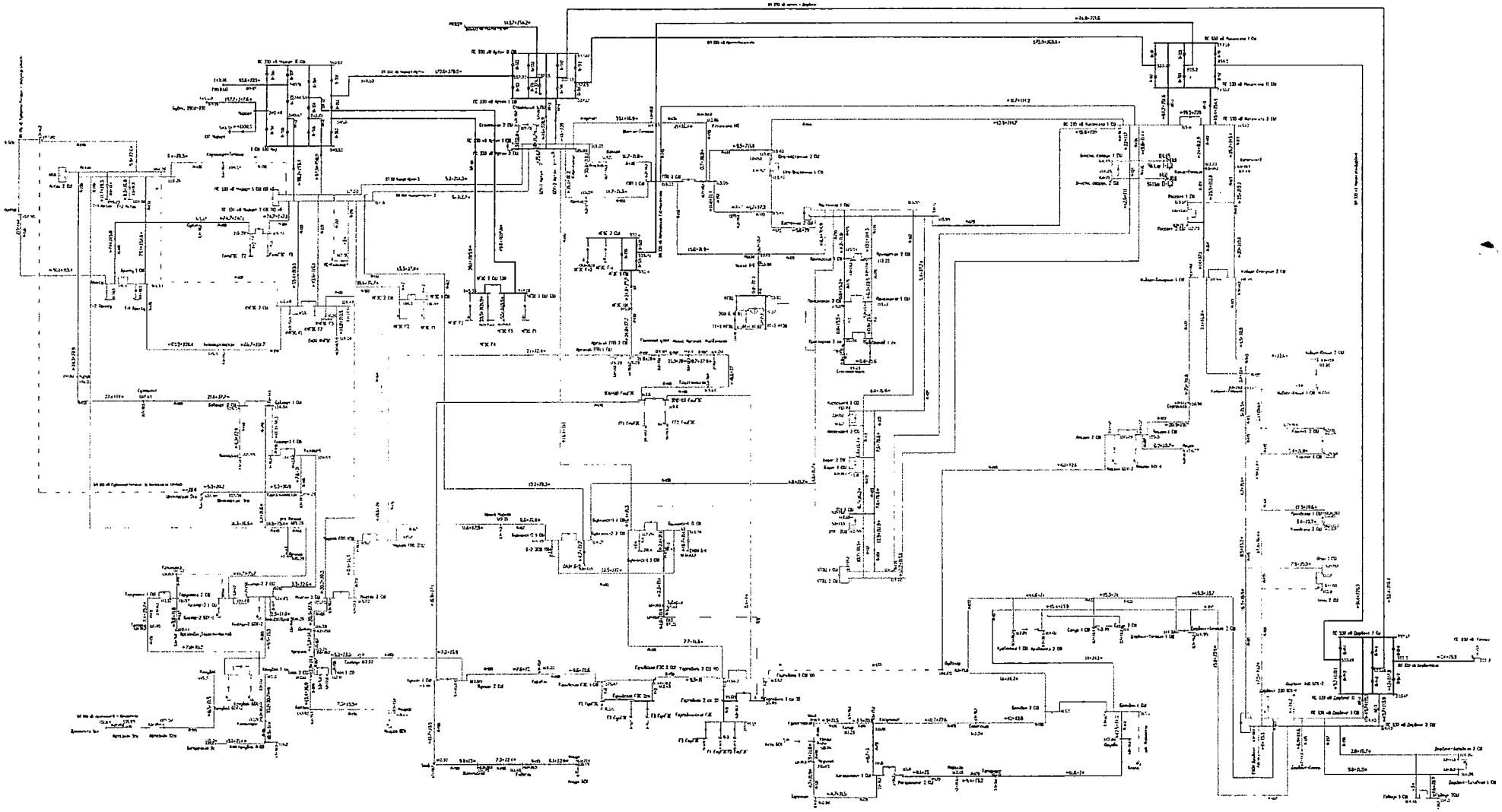


Рисунок 4.33 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

Приложение 5

Базовый вариант.

Паводок 2020 года.

Температура окружающей среды 25°С. Потребление 877 МВт.

В период паводка 2020 года при максимальной загрузке всех ГЭС Дагестанской энергосистемы токовая загрузка наиболее загруженных ЛЭП не превышает 87,7 % от длительно допустимых токовых значений. Напряжения на шинах 110 и 330 кВ не превышают максимально допустимые значения.

Перегрузы сверх АДТН при нормативных возмущениях ликвидируются действием ПА.

Паводок 2024 года.

Температура окружающей среды 25°С. Потребление 920 МВт.

В период паводка 2020 года при максимальной загрузке всех ГЭС Дагестанской энергосистемы токовая загрузка наиболее загруженных ЛЭП не превышает 87,7 % от длительно допустимых токовых значений. Напряжения на шинах 110 и 330 кВ не превышают максимально допустимые значения.

Перегрузы сверх АДТН при нормативных возмущениях ликвидируются действием ПА.

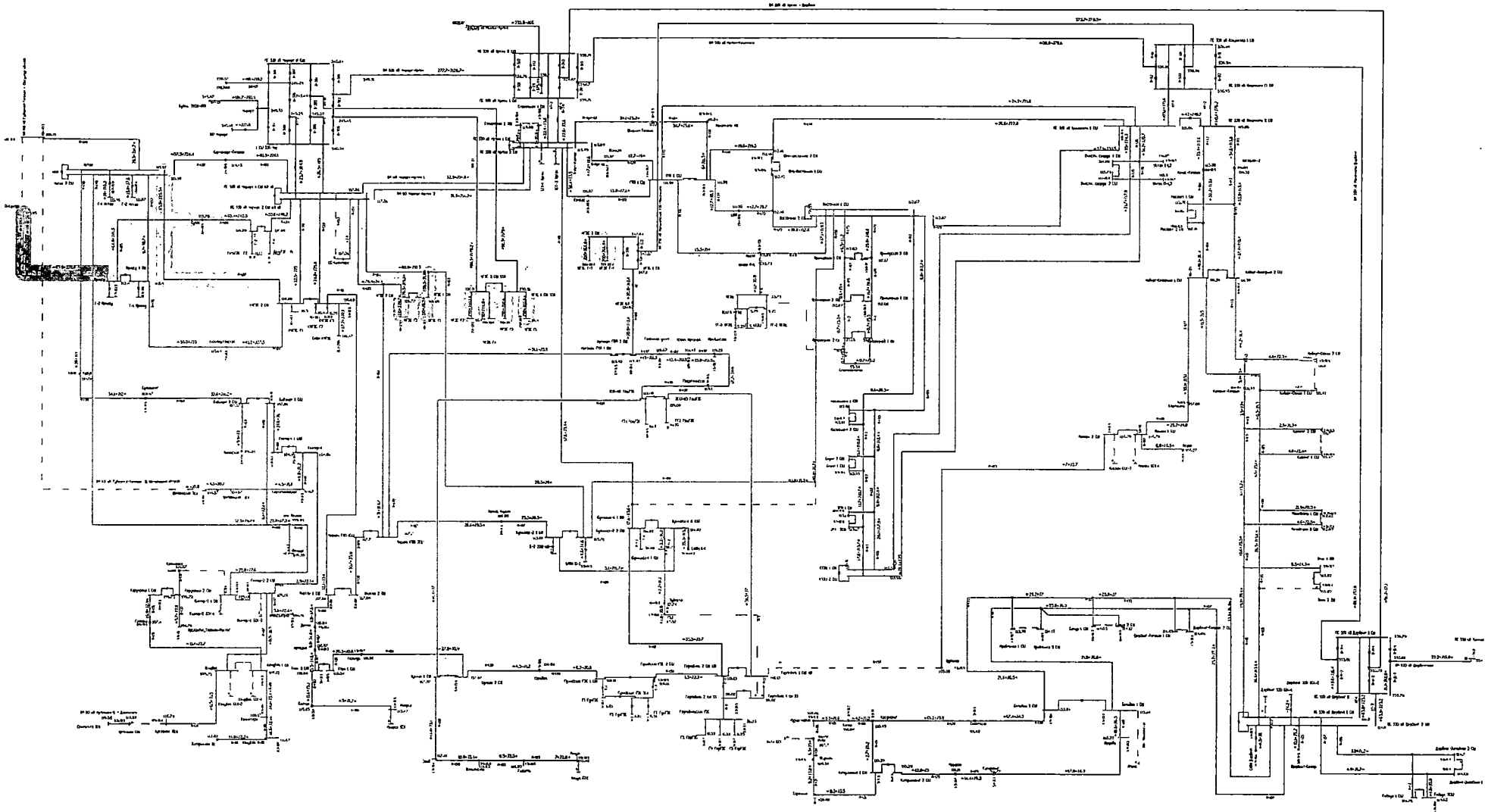


Рисунок 5.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в паводок 2020 г. Нормальная схема. Нормальный режим.

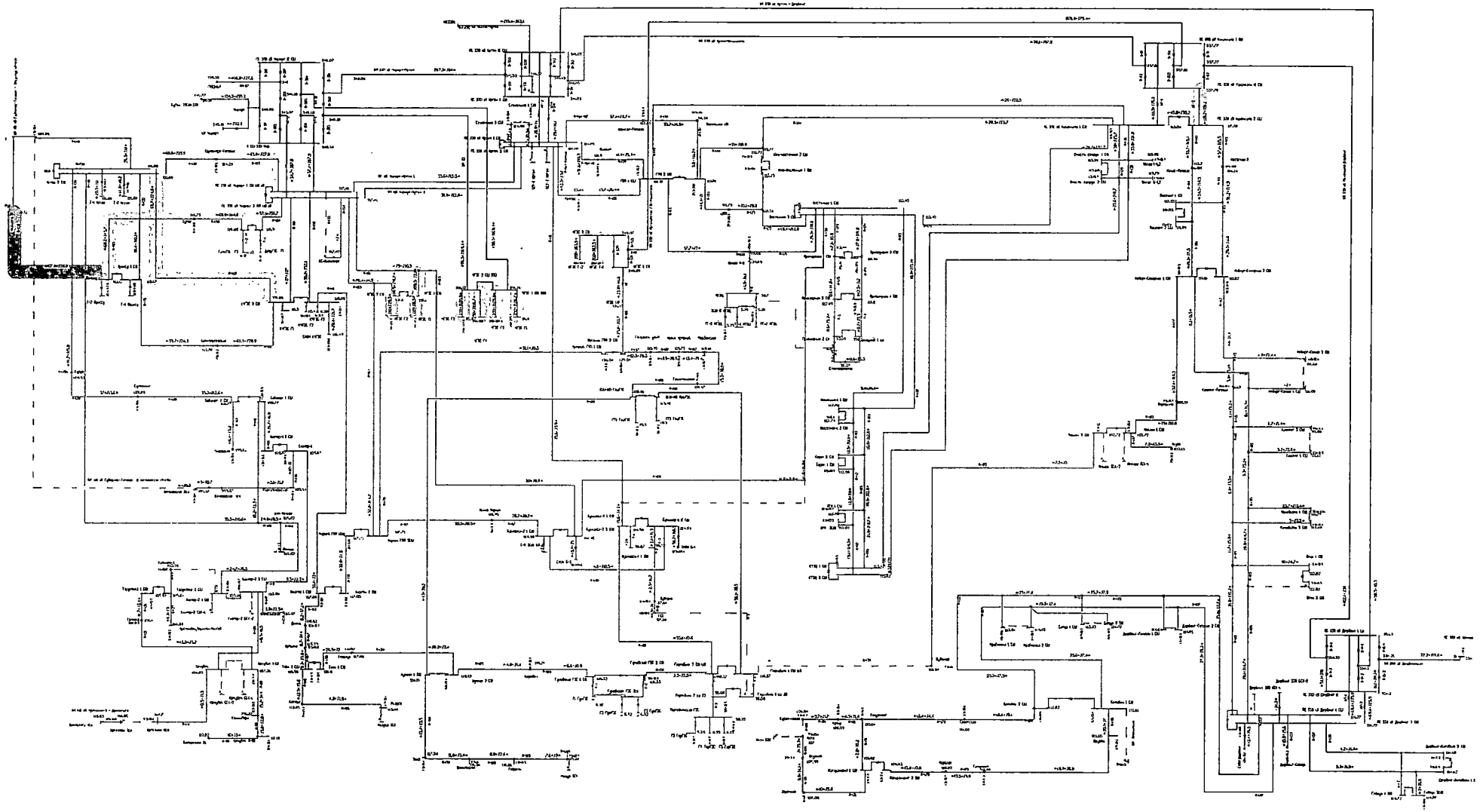


Рисунок 5.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в паводок 2020 г. Нормальная схема. Нормальный режим.

Приложение 6

Базовый вариант.

Зимний максимум 2024 года. Температура окружающей среды – 9°С. Потребление 1369 МВт.

Нормальная схема

Таблица 6.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	400 400	342 411	342 411	503 600	503 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	Все параметры режима в области допустимых значений						6.1.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба		420*	395*	293	272	82,7*	6.2.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108)	411**		27	289	267	88,7	6.3.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107)	209	195	170		552***	90,2	6.4.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)	209	194	169	550***		90,7	6.5.

*-перегруз и недопустимые снижения напряжений ликвидируется включением БСК на ПС 110 кВ Ахты и отключением потребителей на величину до 10 МВт.

**-перегруз ликвидируется включением БСК на ПС 110 кВ Ахты

***-перегруз ликвидируется переводом потребителей на Азерэнерджи.

Таблица 6.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Уйташ-1	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	630 791	600 600	630 791	780 915	1200 1206	88,6 84,7	
Аварийное откл. 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала	635*	611	488	710	1053	98,1	6.6.

*-перегруз ликвидируется загрузкой Г-1 Миатлинской ГЭС с выделением на ПС 110 кВ Восточная.

Таблица 6.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-139	ВЛ 110 кВ Куруш-Сулевкент	ВЛ-110-169	ВЛ-110-109	ВЛ-110-146	ВЛ-110-140	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Александрия	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	600 600	787 946	581 600	426 512	503 600	581 600	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139)		23	34	172	5	554	90,6	6.7.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	557	537	527	365	190		87,4*	6.8.

*-снижение напряжений ниже минимально допустимых величин ликвидируется включением БСК на ПС 110 кВ Кизляр-2.

Таблица 6.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-166	ВЛ-110-167	ВЛ-110-118	ВЛ-110-197	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Миарсо	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Анцух	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	581 600	503 600	600 600	774 930	88,6 84,7	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Миатли - Дылым (ВЛ-110-166)		80	278	560	91,4	94,15	6.9.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Буйнакск1 - Гергебиль (ВЛ-110-118)	352	280		465	102,3	100	6.10.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП - Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197)	446	374	368		95,7	91,4	6.11.

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 6.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	1200 1406	1200 1406	630 791	600 600	630 791	780 915	1200 1206	503 600	503 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	1247*	660	429	378	314	522	931	293	237	86,3**	6.12.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала		756	649***	628***	501	670	945	397	326	105,9	6.13.
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент	1183	1151	419	368	306	476	827	200	157	107,6	6.14.
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	1239****	624	397	342	286	516	946	256	206	100,8	6.15.

*- перегруз в ремонтной схеме ликвидируется загрузкой Миатлинской ГЭС и выделением на ПС 110 кВ Восточная.

**-снижение напряжений ниже минимально допустимых в ремонтной схеме ликвидируется переносом разрыва по транзиту 110 кВ Гергебиль-Изберг-Северная на СВ ПС 110 кВ Леваши.

***- перегруз ликвидируется переносом разрыва по транзиту 110 кВ Гергебиль-Изберг-Северная на В-177 ПС 110 кВ Изберг-Северная.

****- перегруз ликвидируется разрывом транзита 110 кВ между ПС 330 кВ Махачкала и ПС 330 кВ Дербент

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 6.6

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	780 915	808 839	1200 1206	630 791	630 791	88,6 84,7	
Нормальный режим	559	599	1376*	16	17	98,7	6.16.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем		553	1173	120	113	102,0	6.17.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	556	571	1138	90	84	101,3	6.18.
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	539		1272**	6	4	99,3	6.19.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт	727	720		249	238	92,4	6.20.

*-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС

**-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго)

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал

Таблица 6.7

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	600 600	630 791	
Нормальный режим	410	337	6.21.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Компас		460	6.22.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	534		6.23.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	536	430	6.24.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Компас

Таблица 6.8

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	630 791	630 791	
Нормальный режим	444	326	6.25.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	558	422	6.26.

Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173)

Таблица 6.9

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-125	ВЛ-110-126	ВЛ-110-144	ВЛ-110-145	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	400 400	400 400	544 600	544 600	
Нормальный режим	311	280	196	185	6.27.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126)	488*		229	218	6.28.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125)		475*	233	222	6.29.

*-перегруз ликвидируется: загрузкой Г-1 Миатлинской ГЭС и выделением на ПС 110 кВ Восточная.

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 6.10

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	581 600	581 600	600 600	600 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	549	535	568	130	99,3	6.30.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)		884*	811*	88	92,5	6.31.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	849*		841*	116	93,1	6.32.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	818*	886*		673*	93,0	6.33.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго)

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 6.11

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	581 600	600 600	600 600	600 600	787 946	88,6 84,7	
Нормальный режим	590	462	328	594	482	99,0	6.34.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	844*	342	[illegible]	477	365	94,2	6.35.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	[illegible]	781*	902*	916*	803	90,5	6.36.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго)

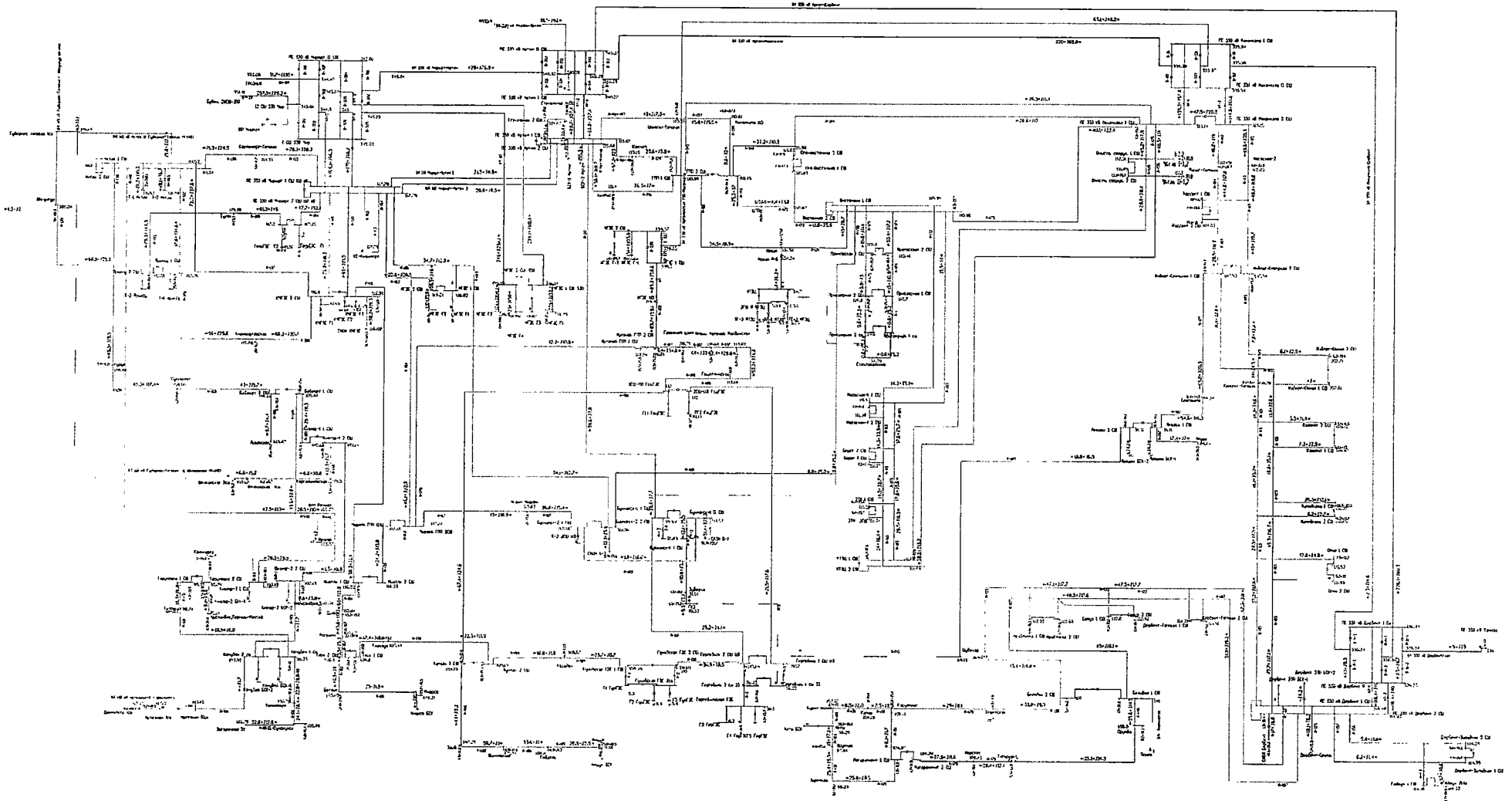


Рисунок 6.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Нормальная схема. Нормальный режим.

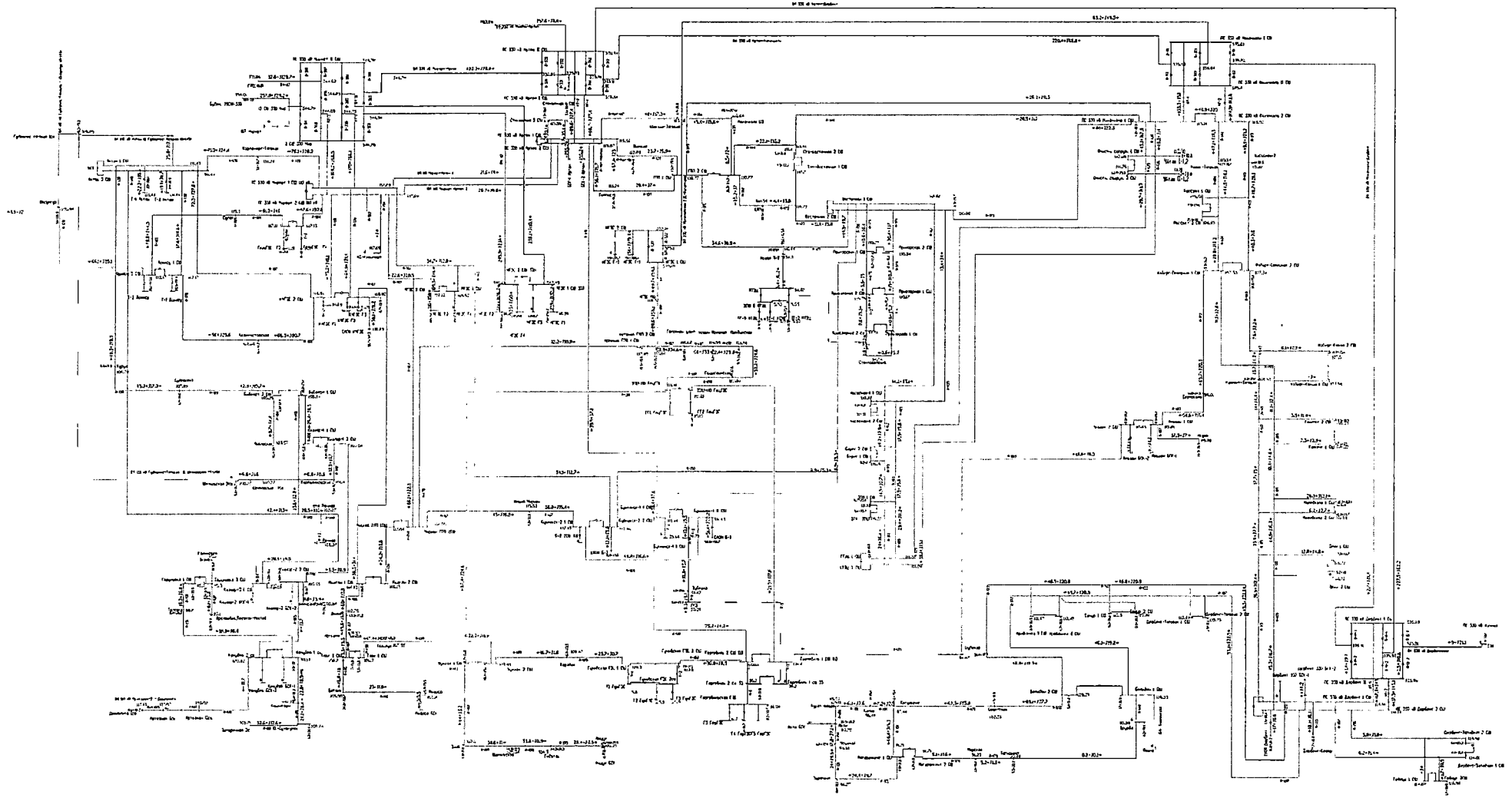


Рисунок 6.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

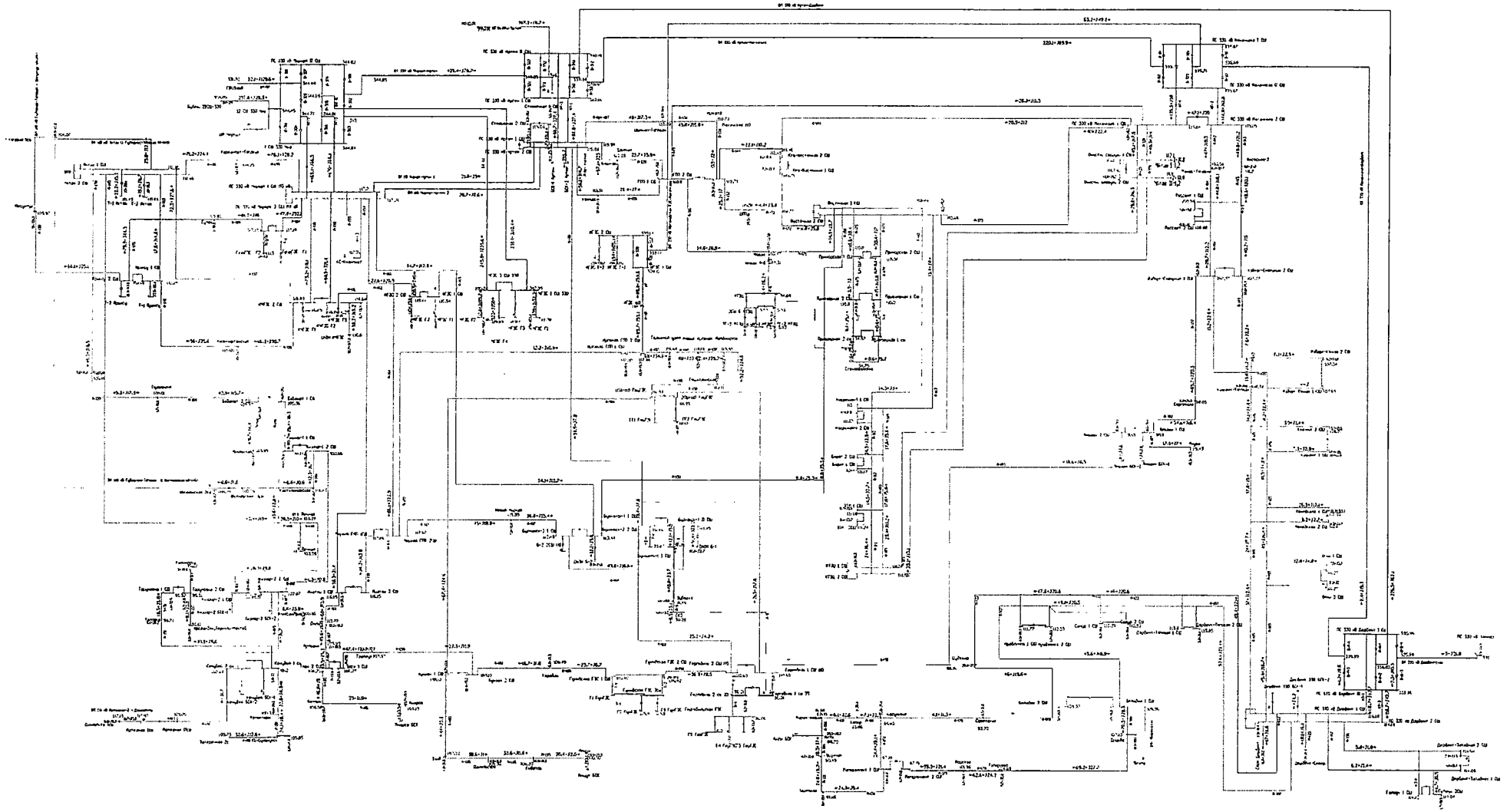


Рисунок 6.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) в нормальной схеме.

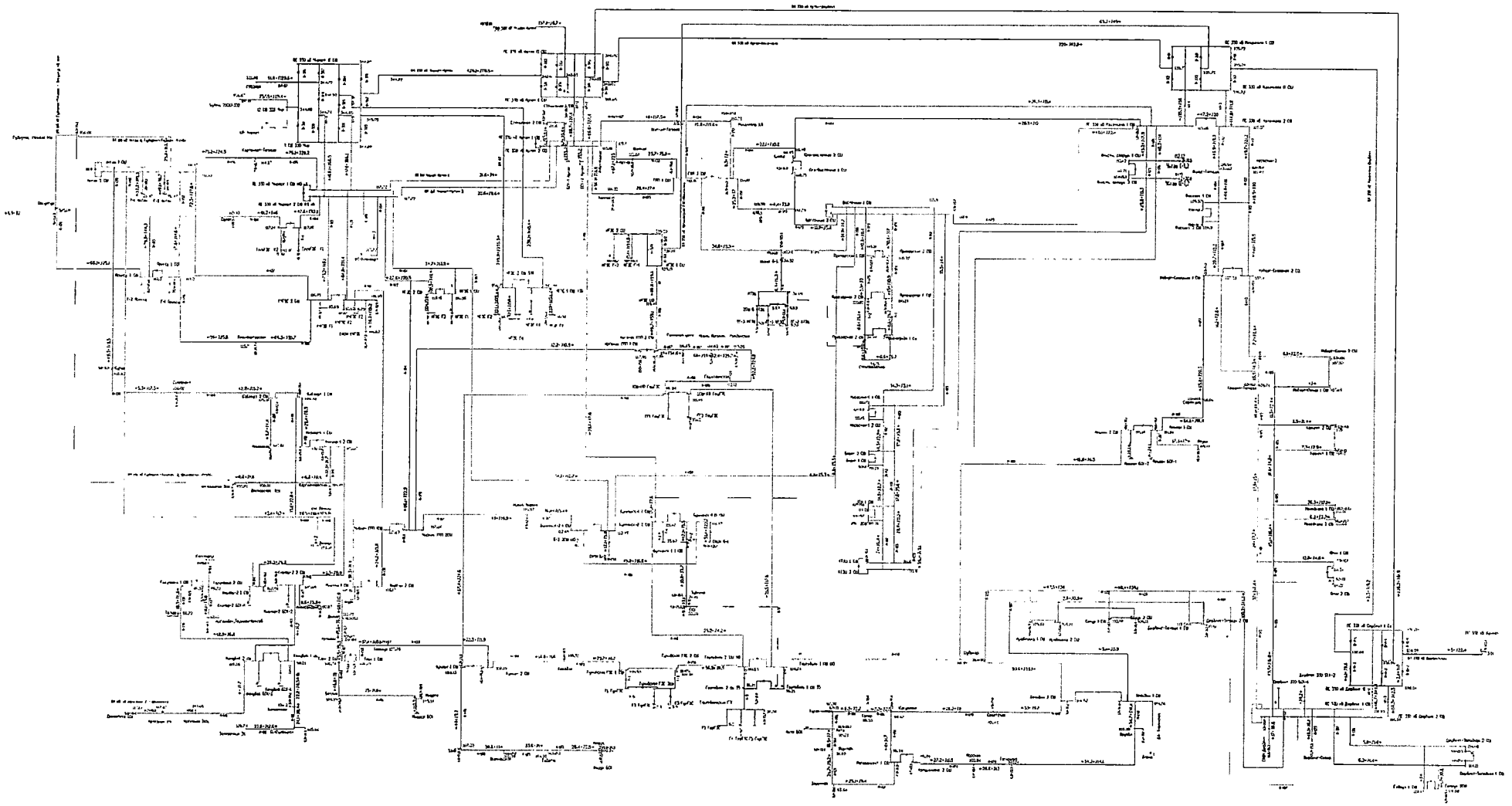


Рисунок 6.4 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) в нормальной схеме.

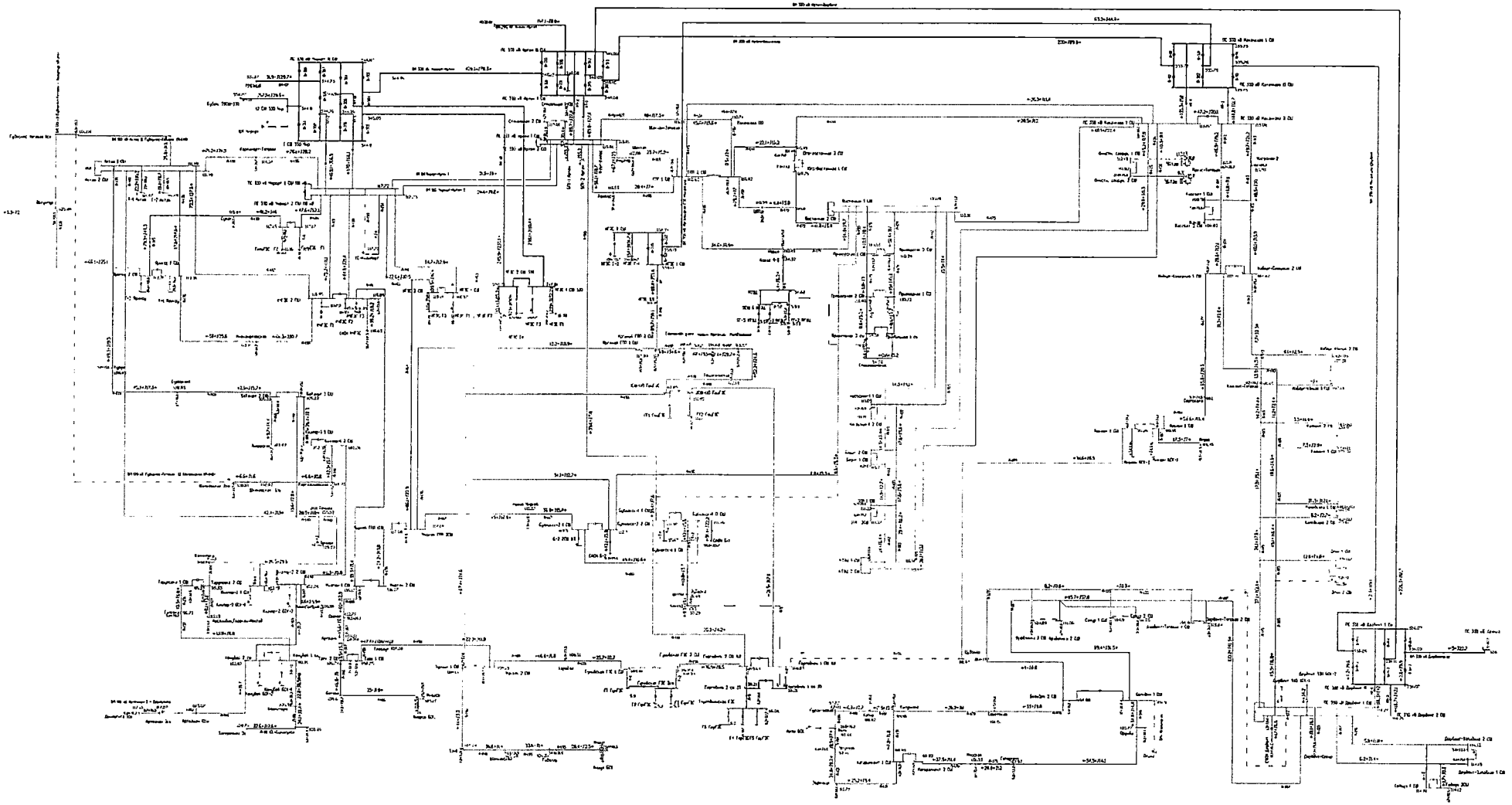


Рисунок 6.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) в нормальной схеме.

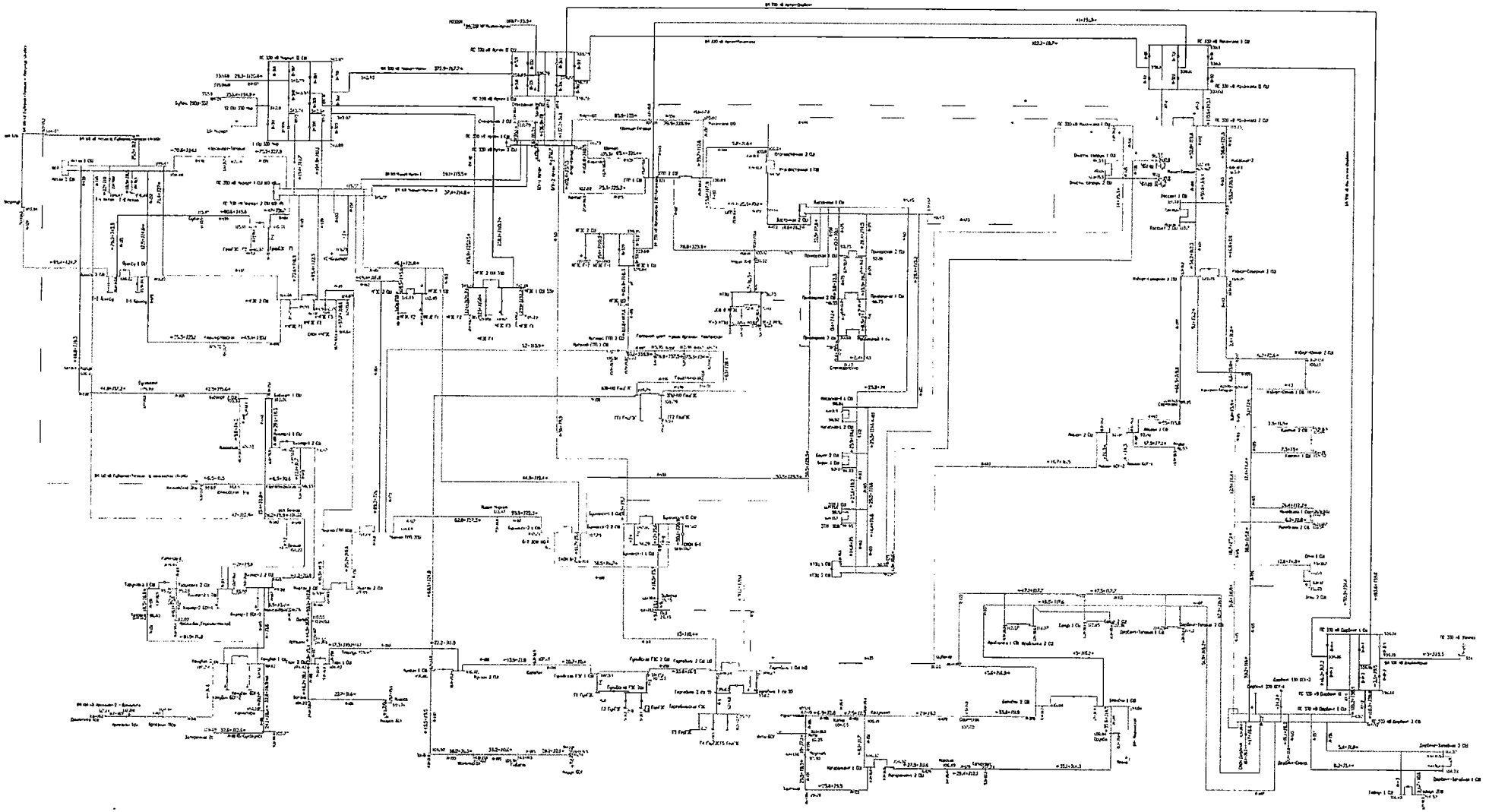


Рисунок 6.6 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме.

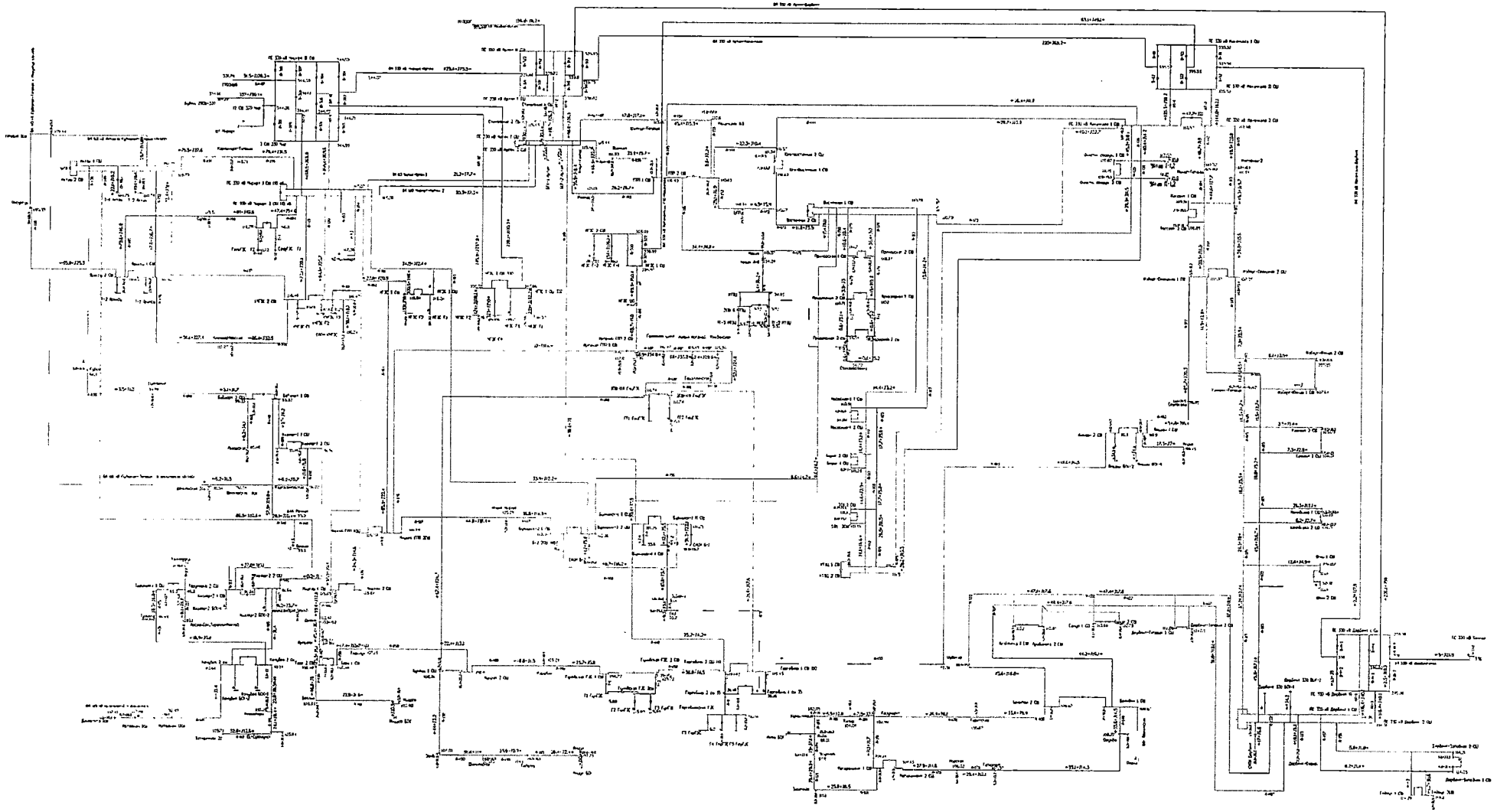


Рисунок 6.7 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) в нормальной схеме.

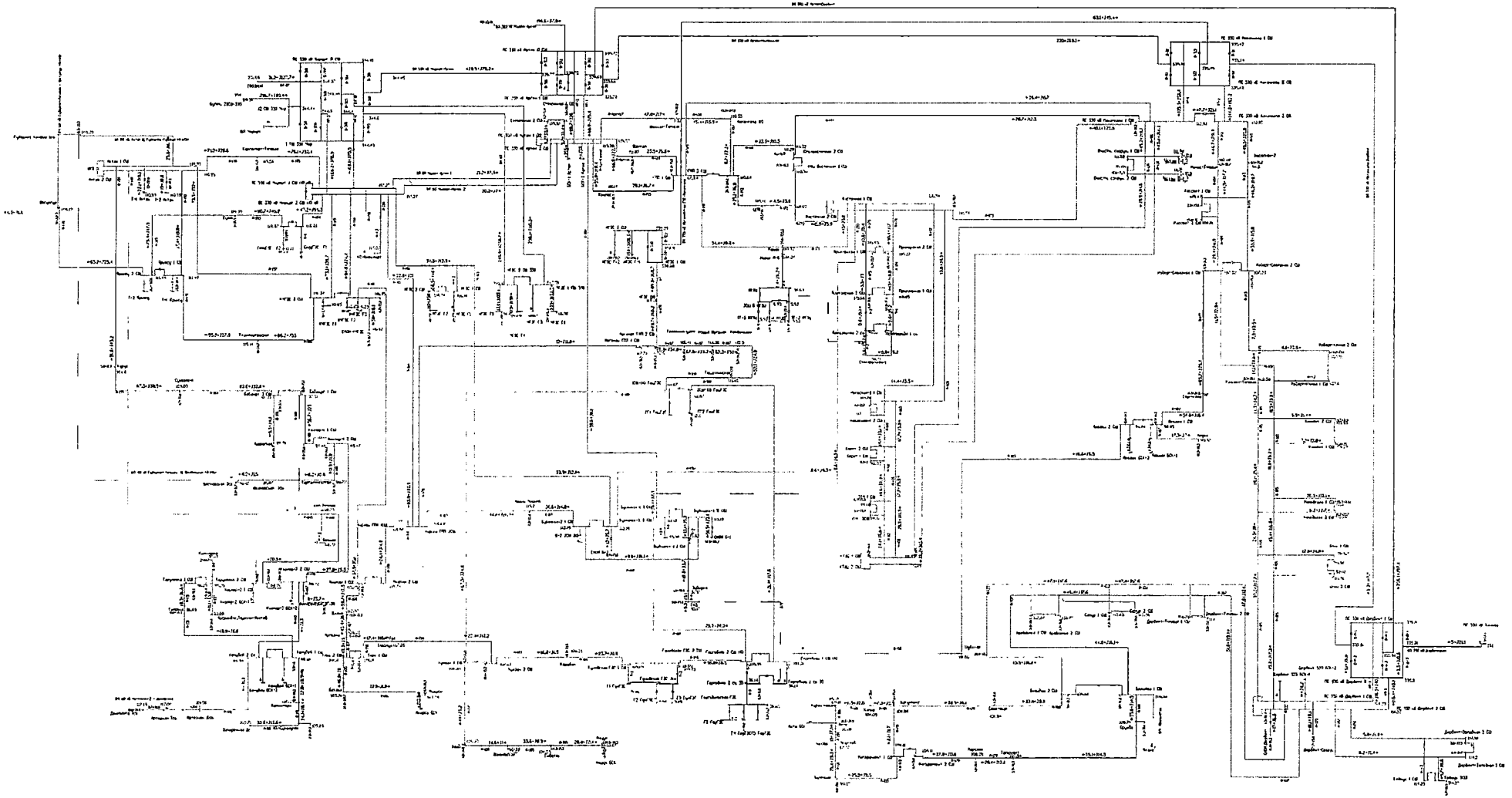


Рисунок 6.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) в нормальной схеме.

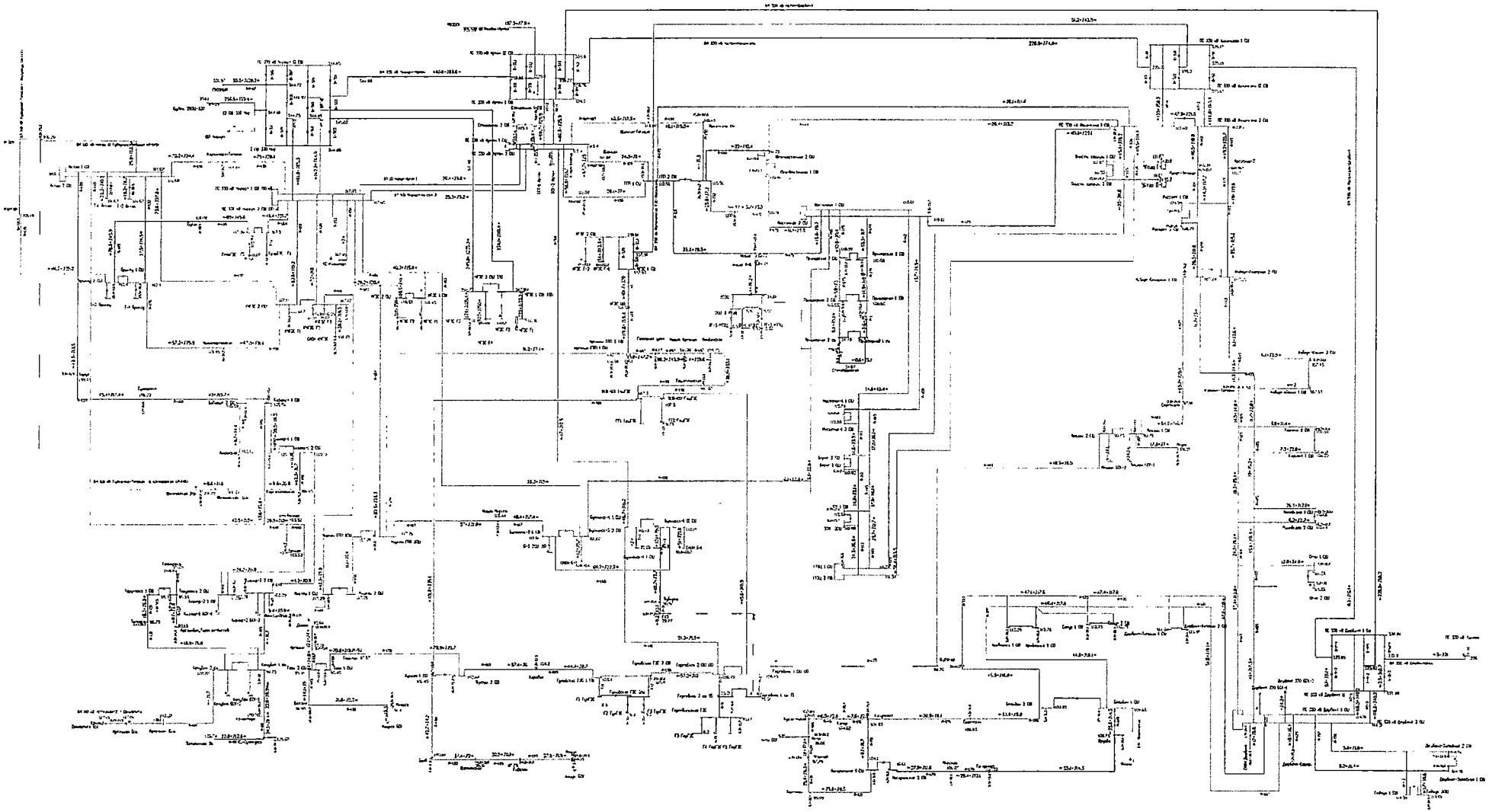


Рисунок 6.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Миатли - Дылым (ВЛ-110-166) в нормальной схеме.

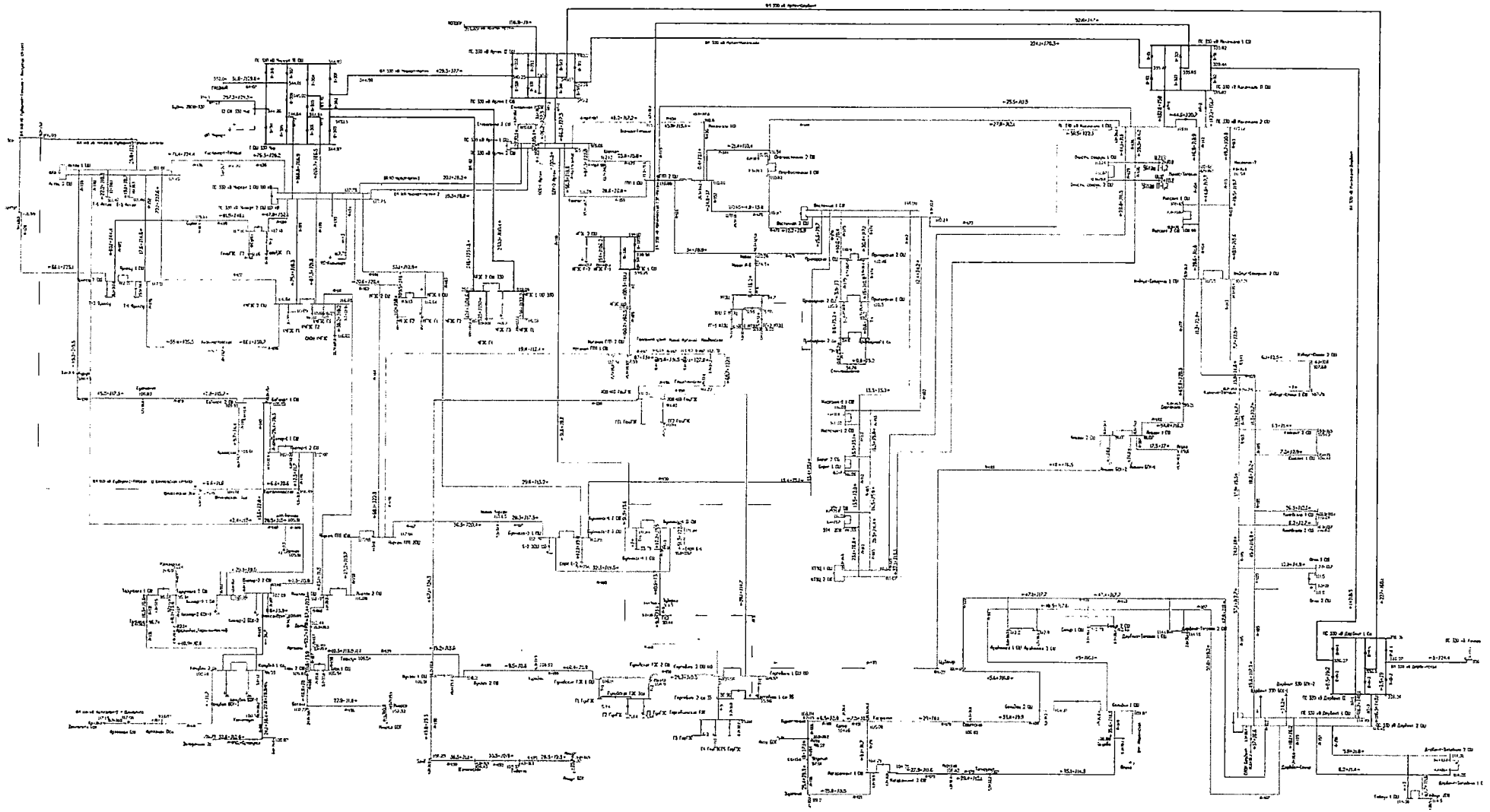


Рисунок 6.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Буйнакск1 - Гергебиль (ВЛ-110-118) в нормальной схеме.

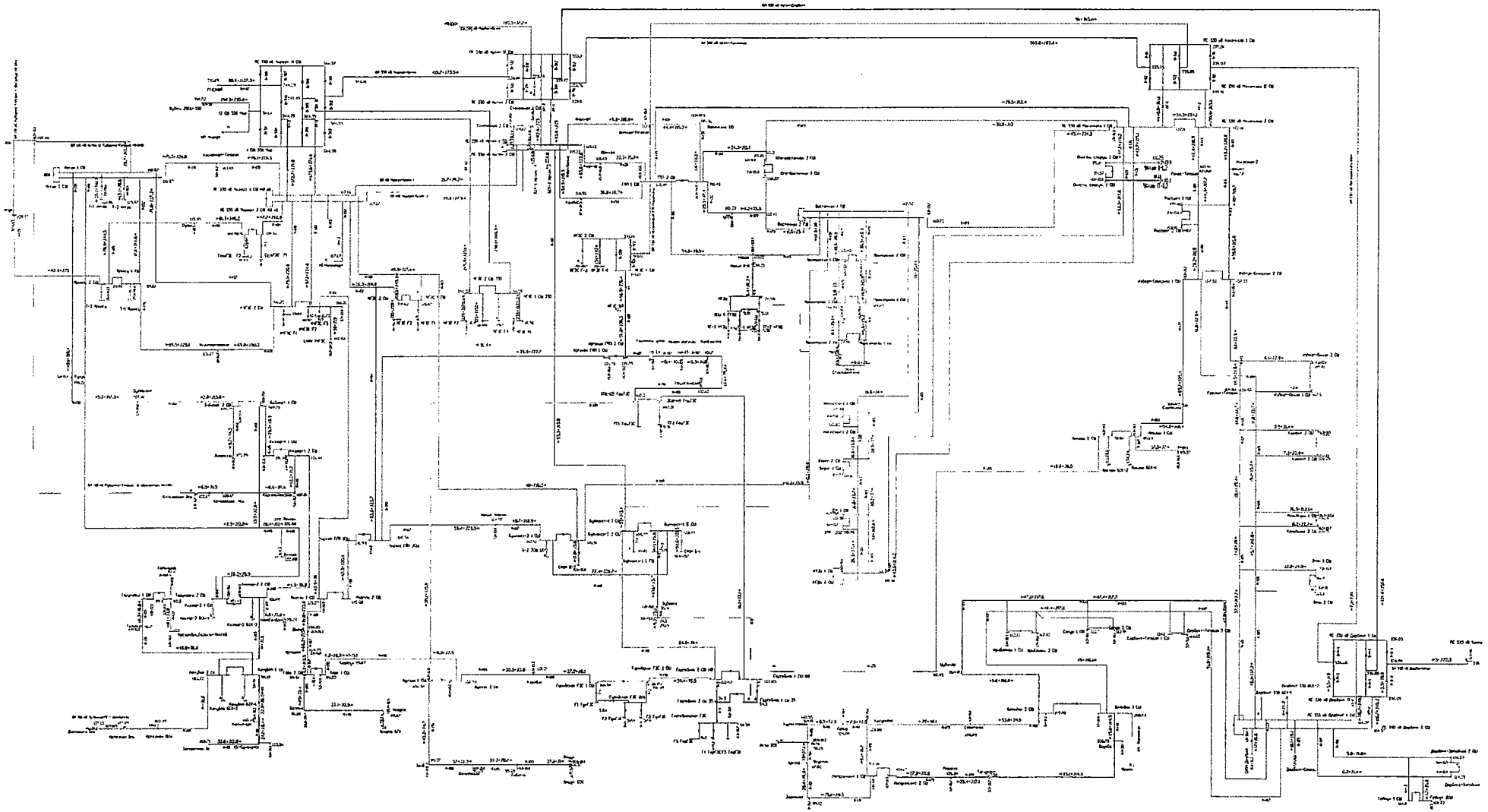


Рисунок 6.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП - Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) в нормальной схеме.

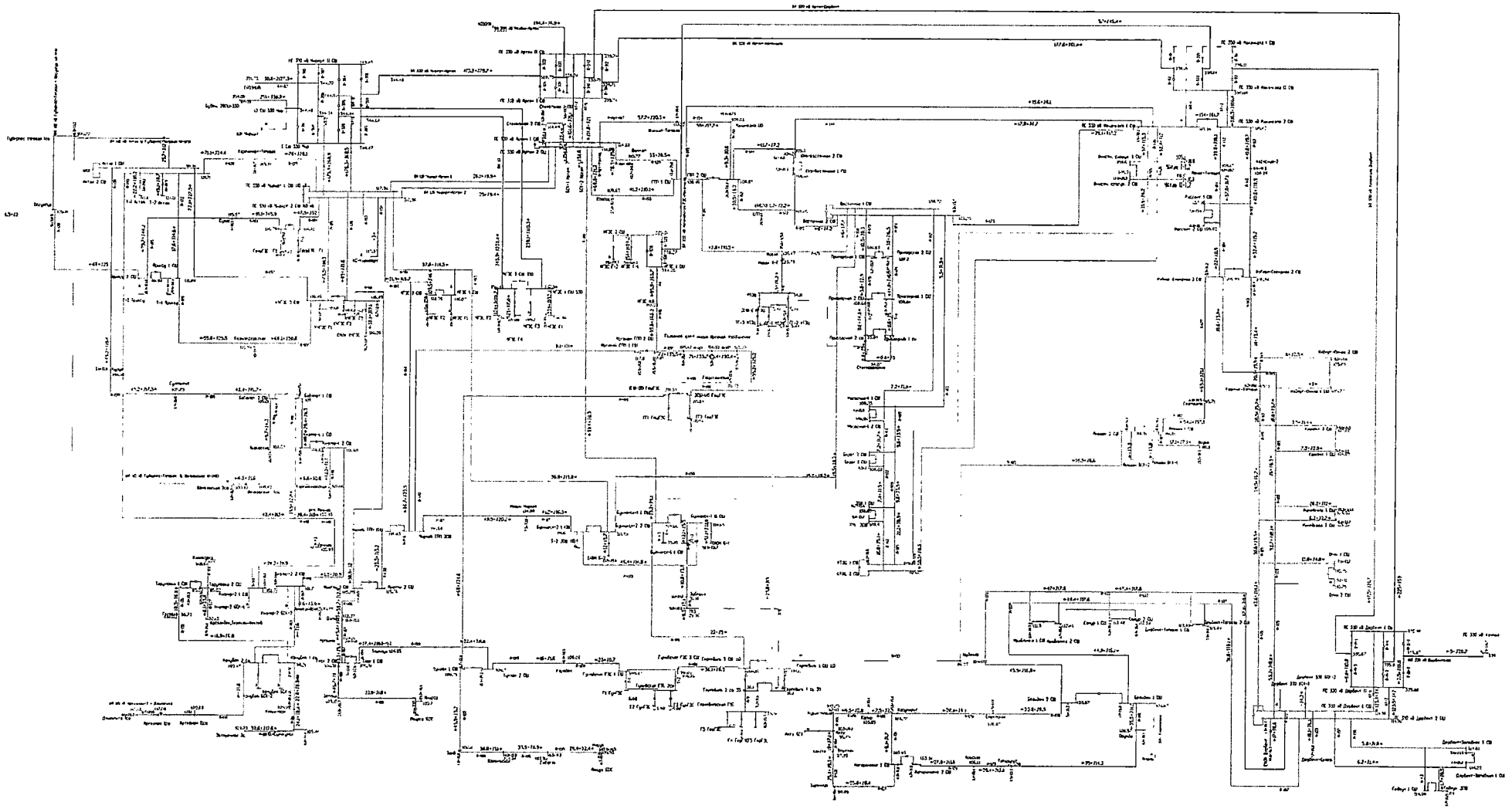


Рисунок 6.12 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

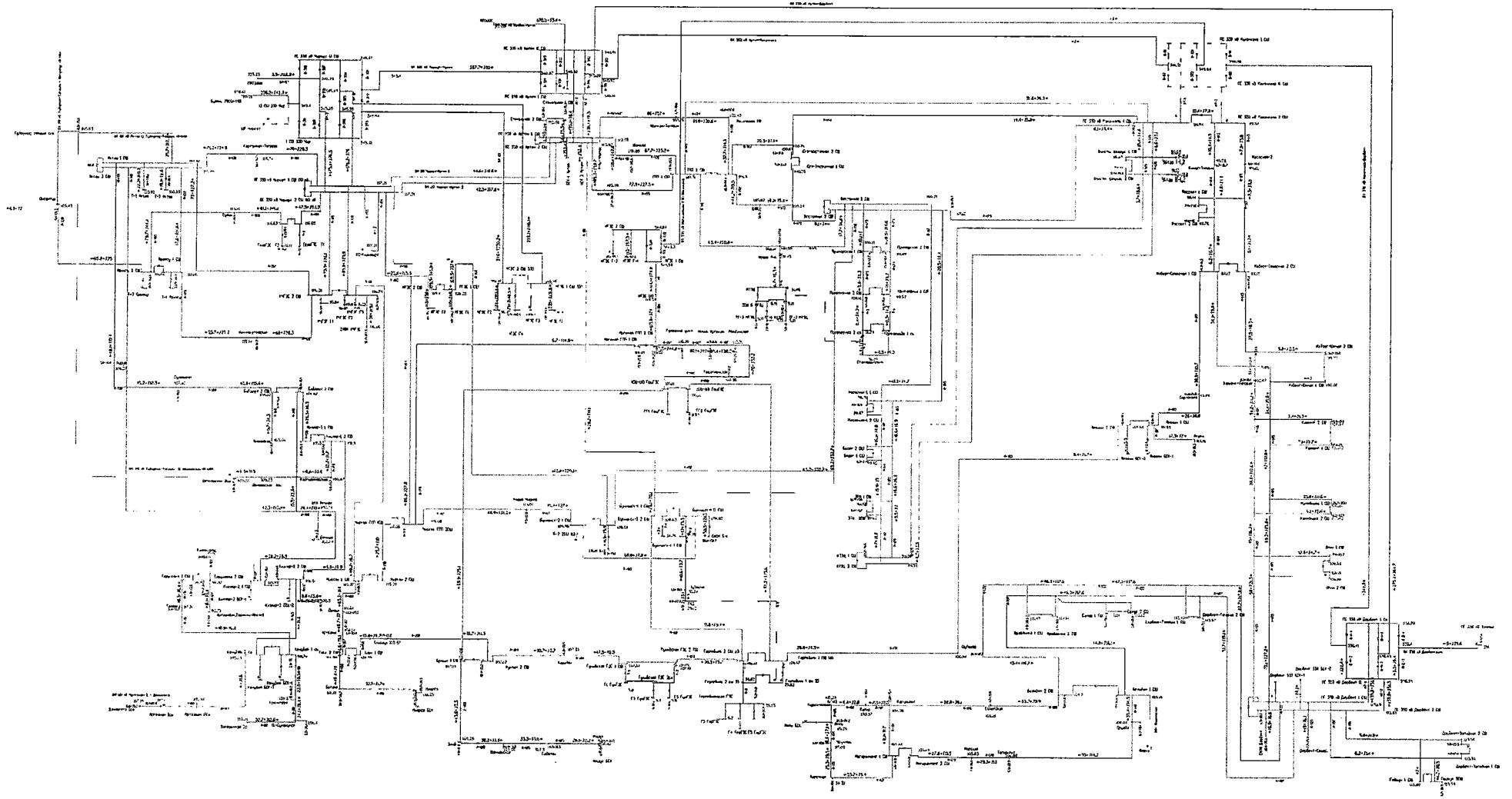


Рисунок 6.13 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2) СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

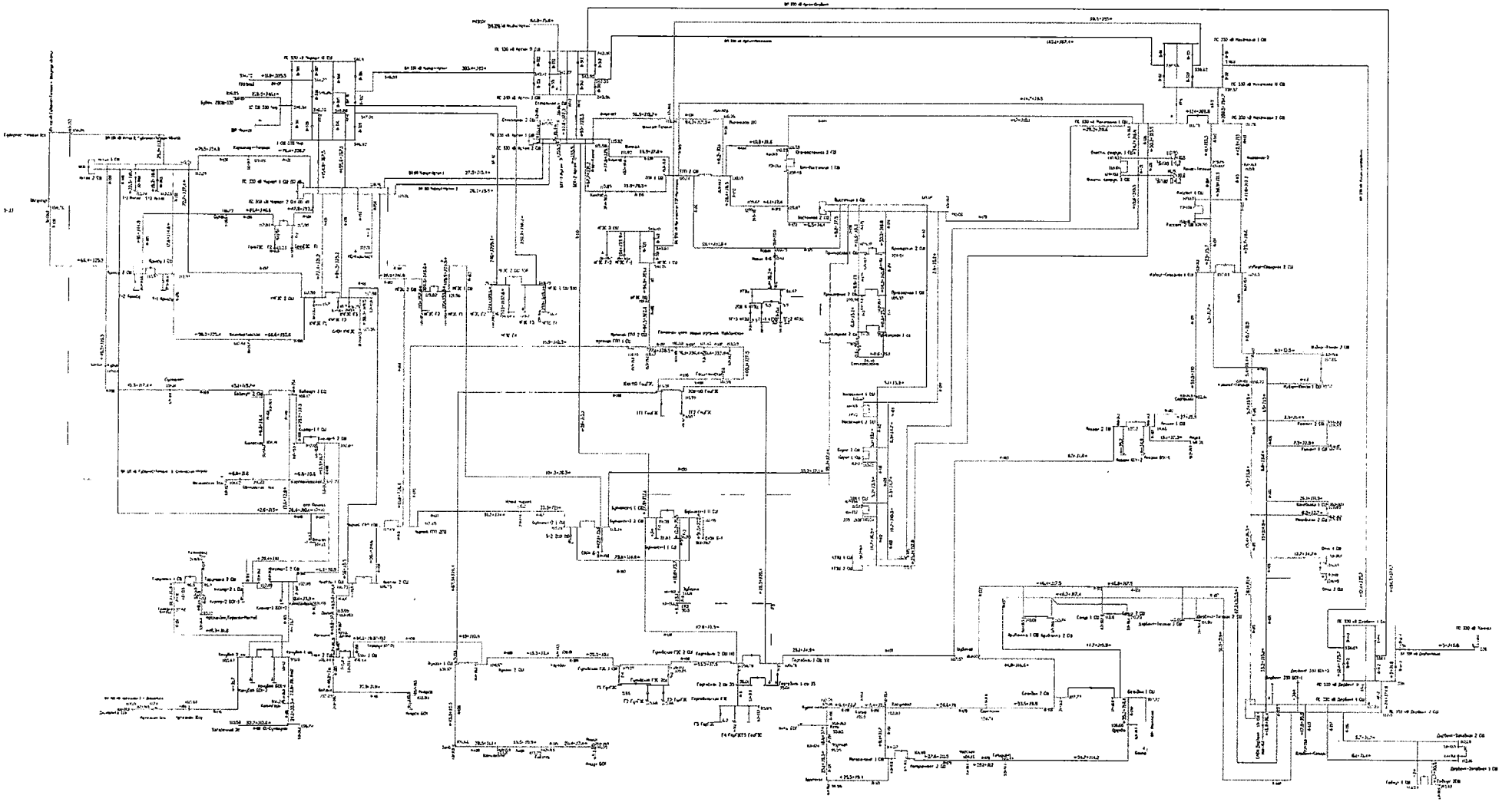


Рисунок 6.14 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент в схеме ремонта 1( ) СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

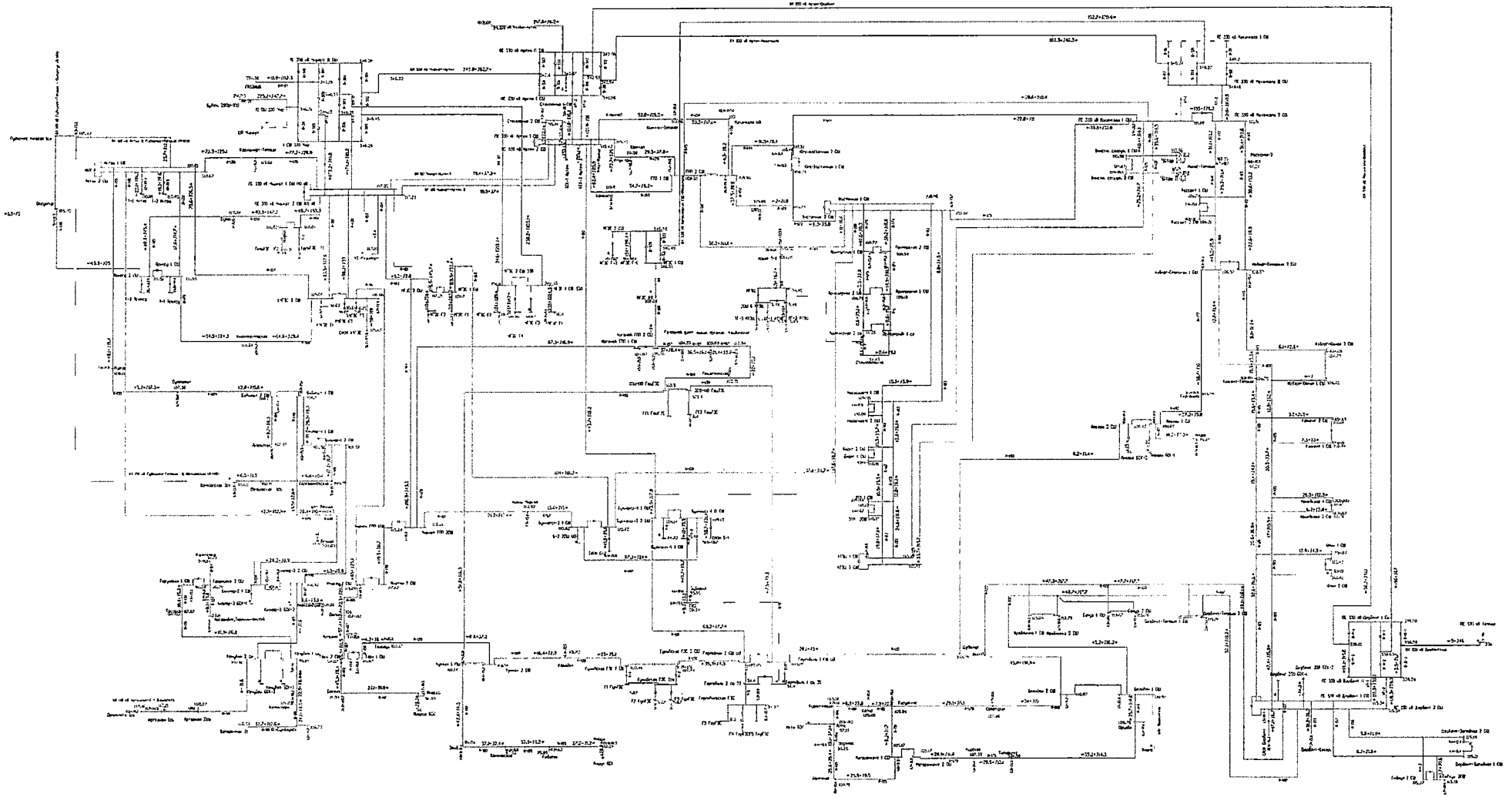


Рисунок 6.15 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта 1(2) СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

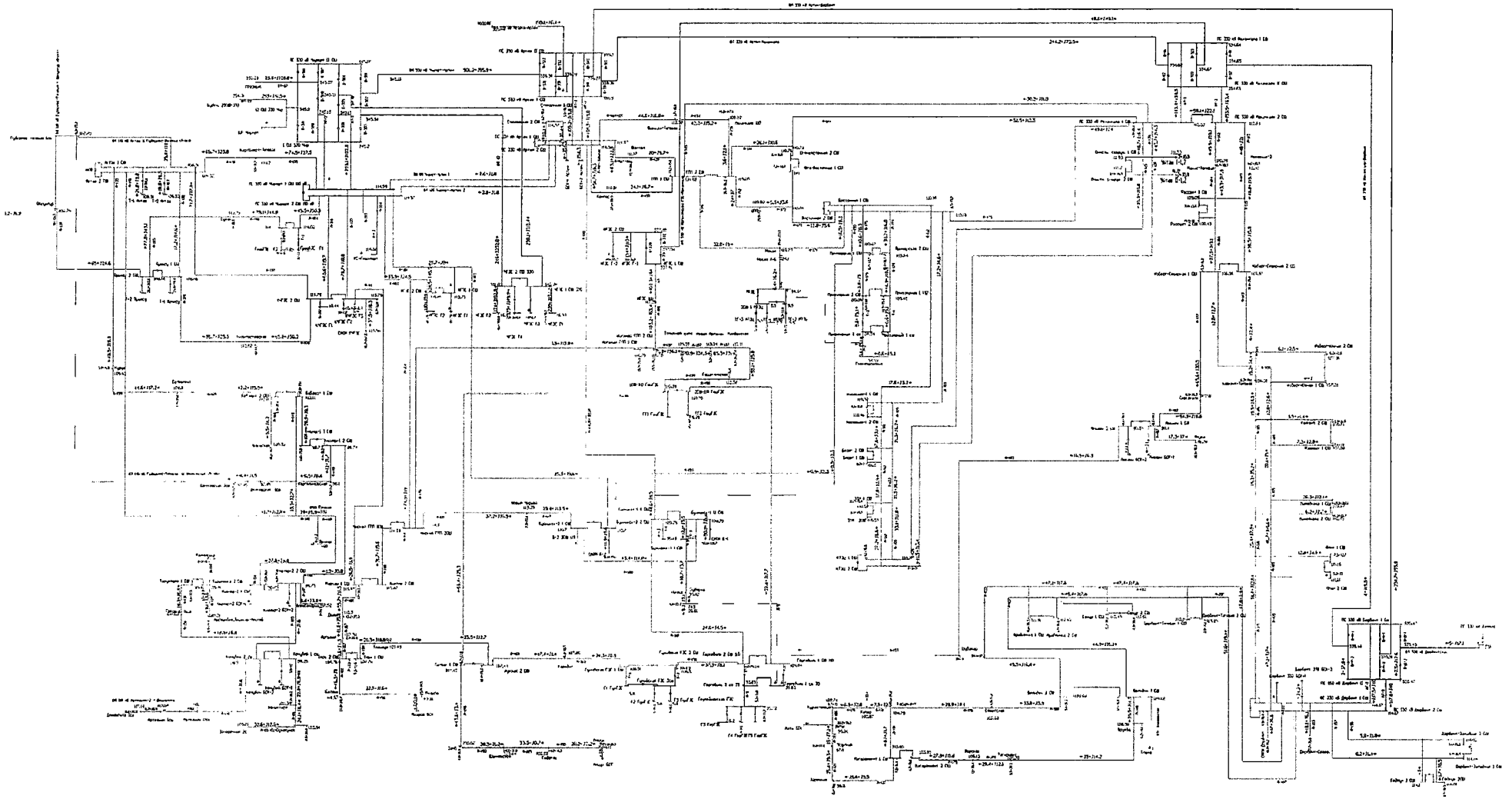


Рисунок 6.16 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Схема ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт. Нормальный режим.

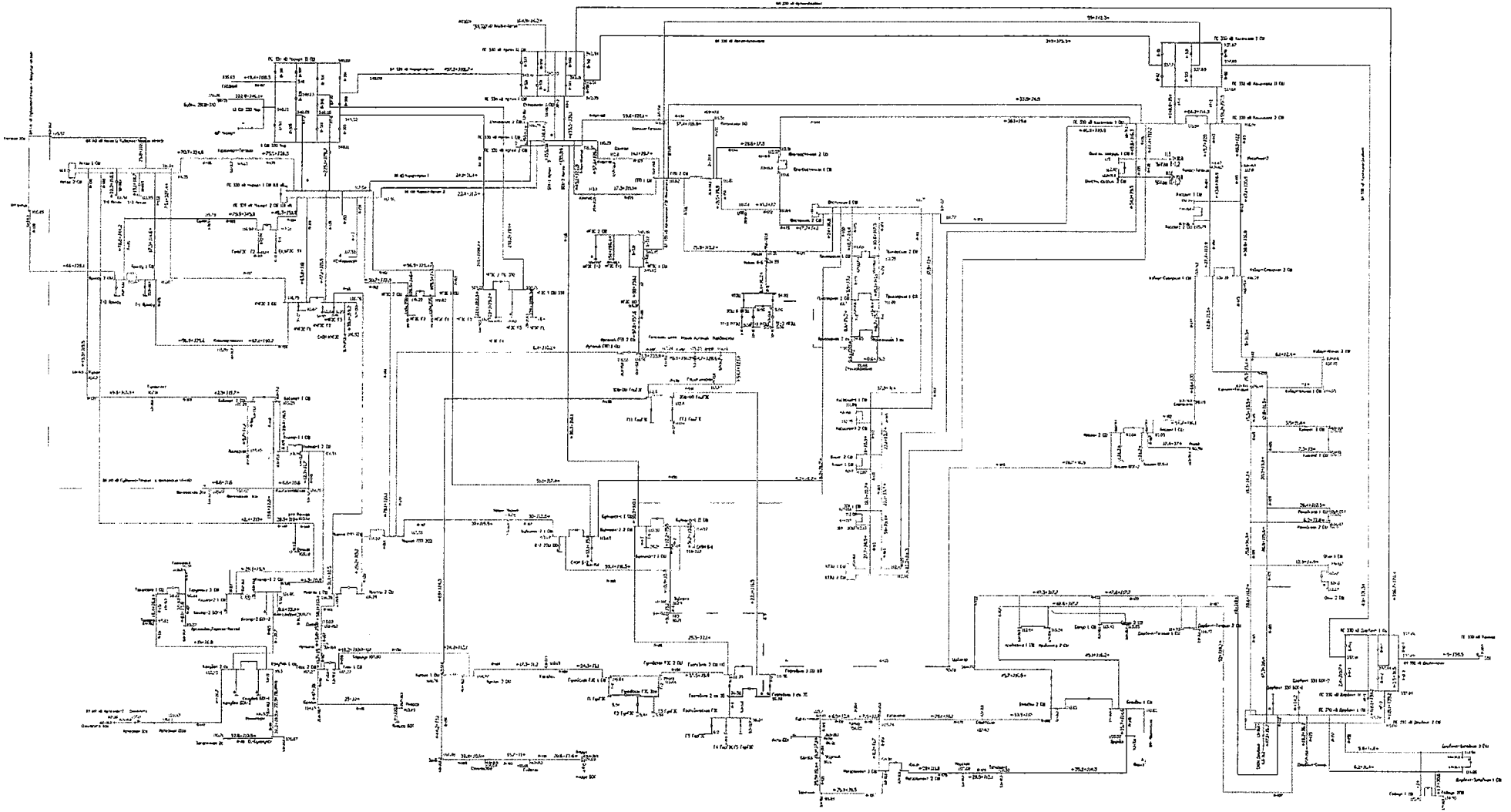


Рисунок 6.17 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

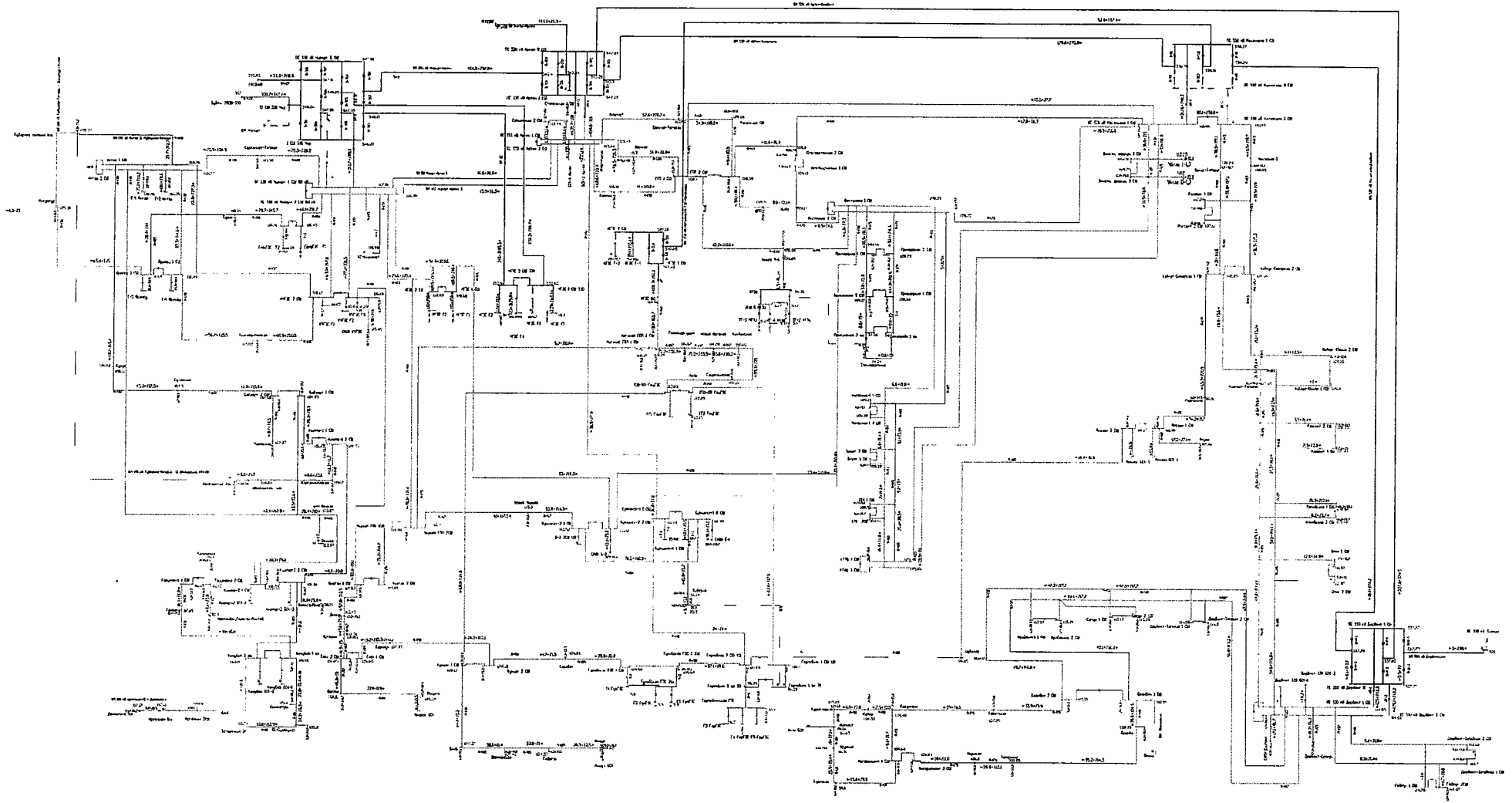


Рисунок 6.18 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

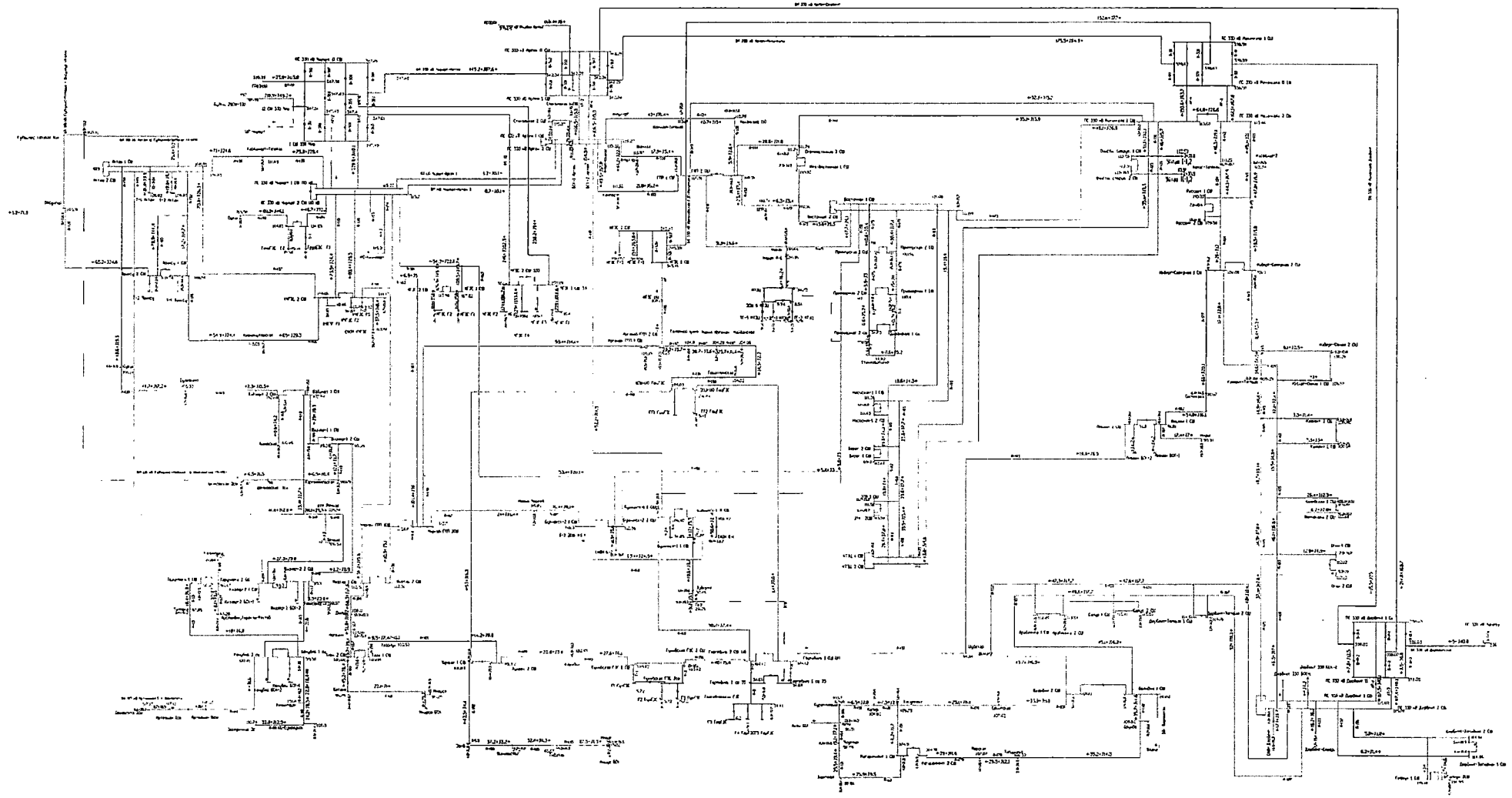


Рисунок 6.19 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

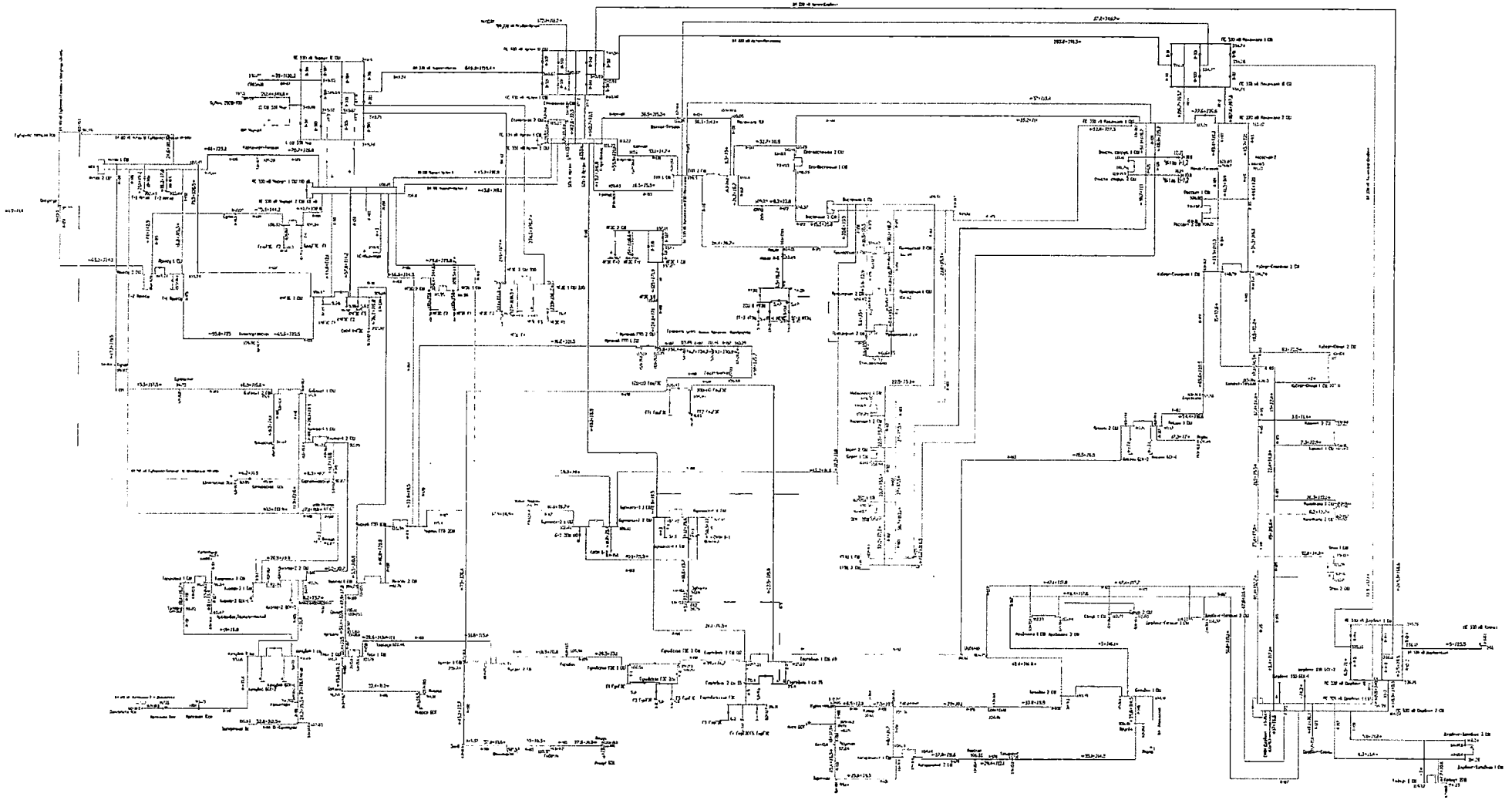


Рисунок 6.20 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

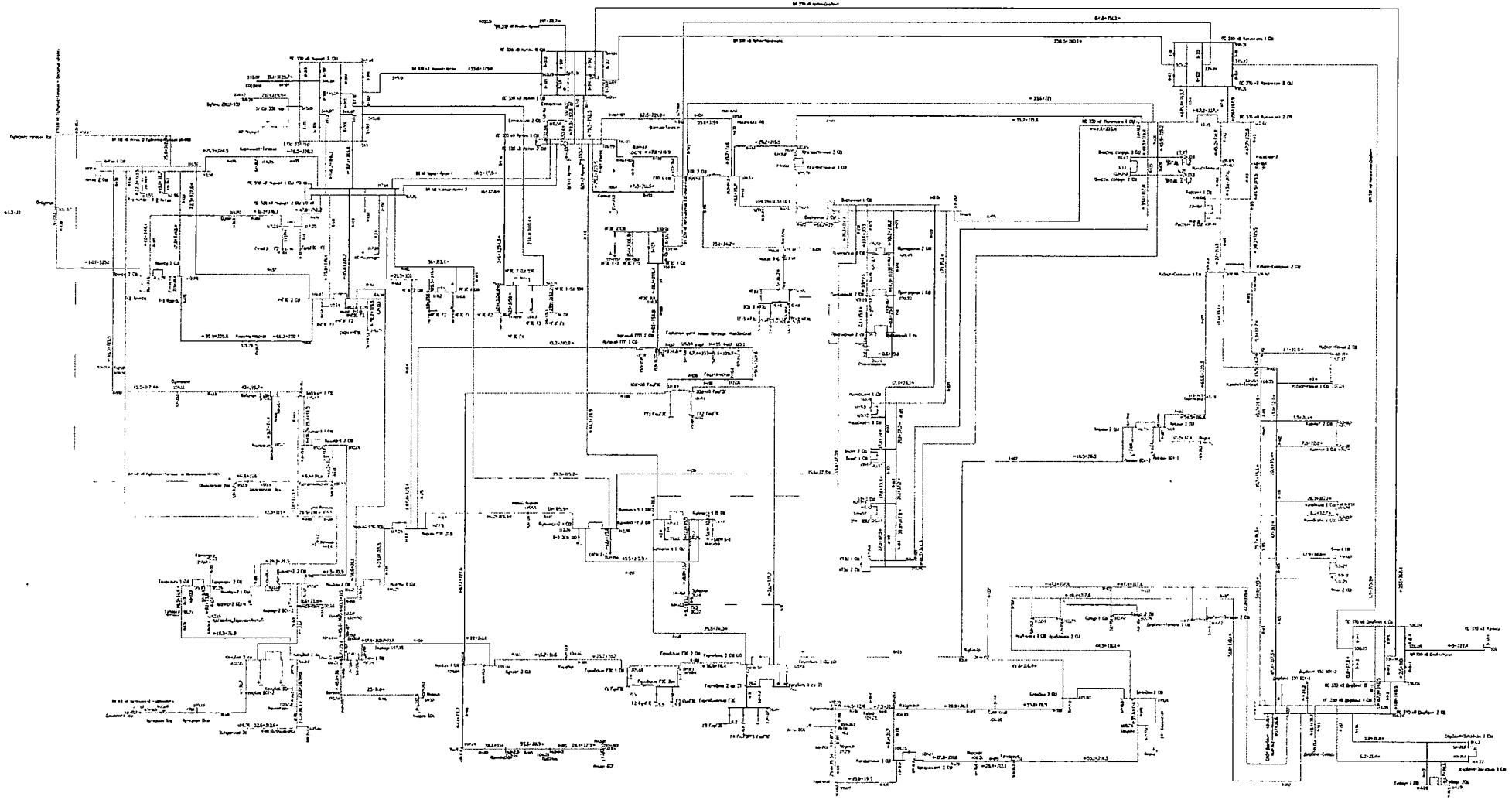


Рисунок 6.21 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал. Нормальный режим.

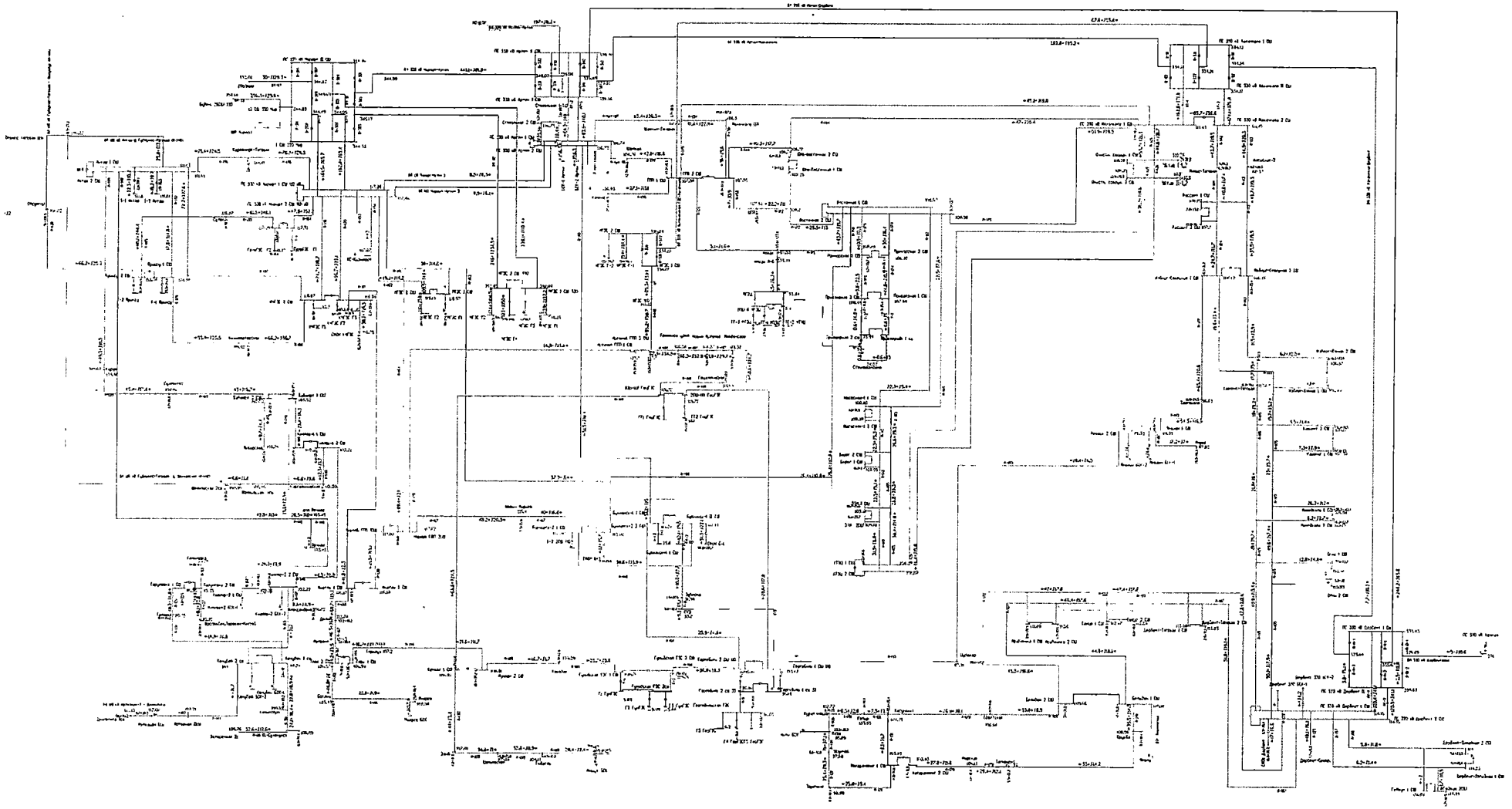


Рисунок 6.22 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Компас в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

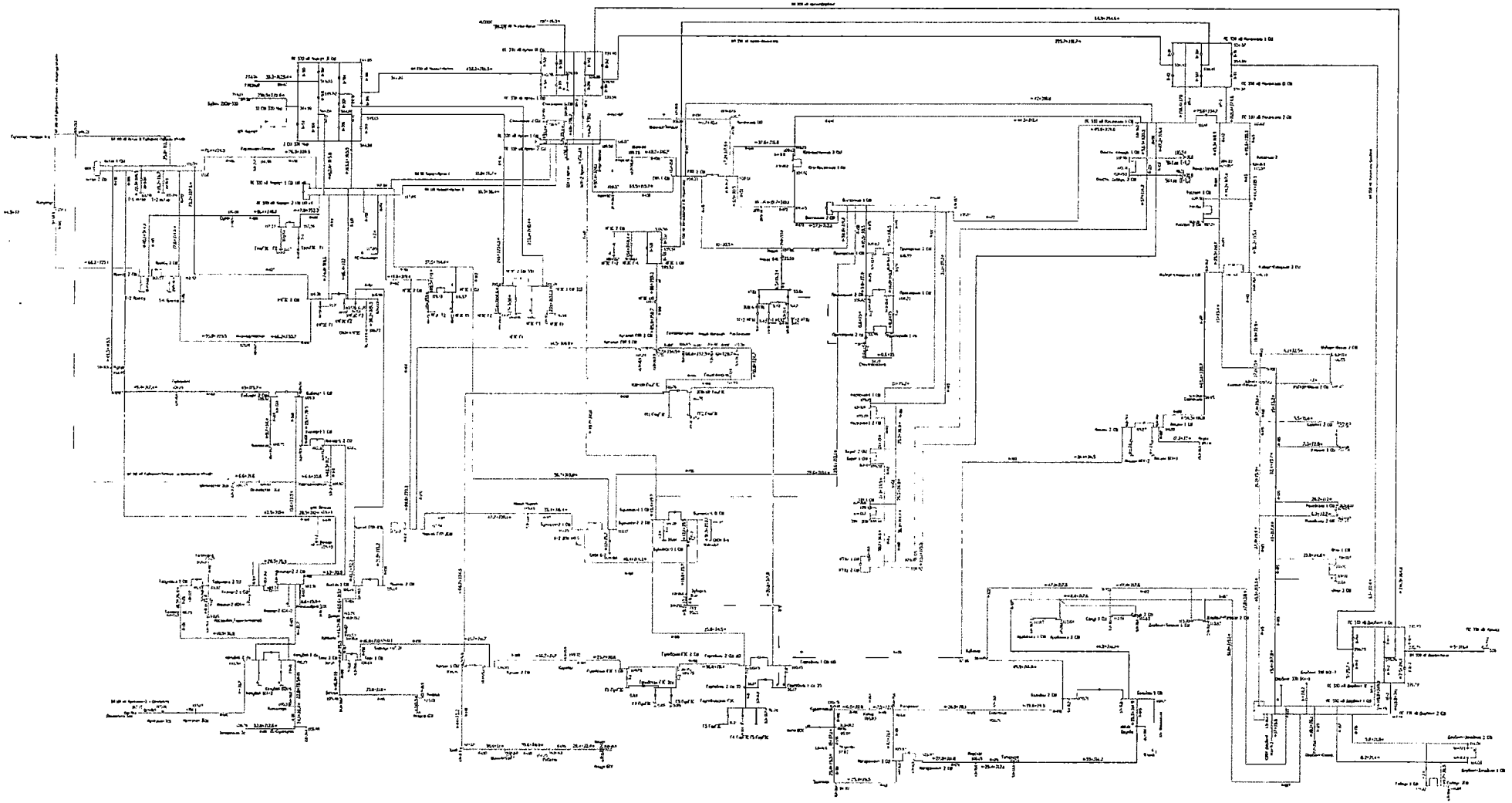


Рисунок 6.23 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

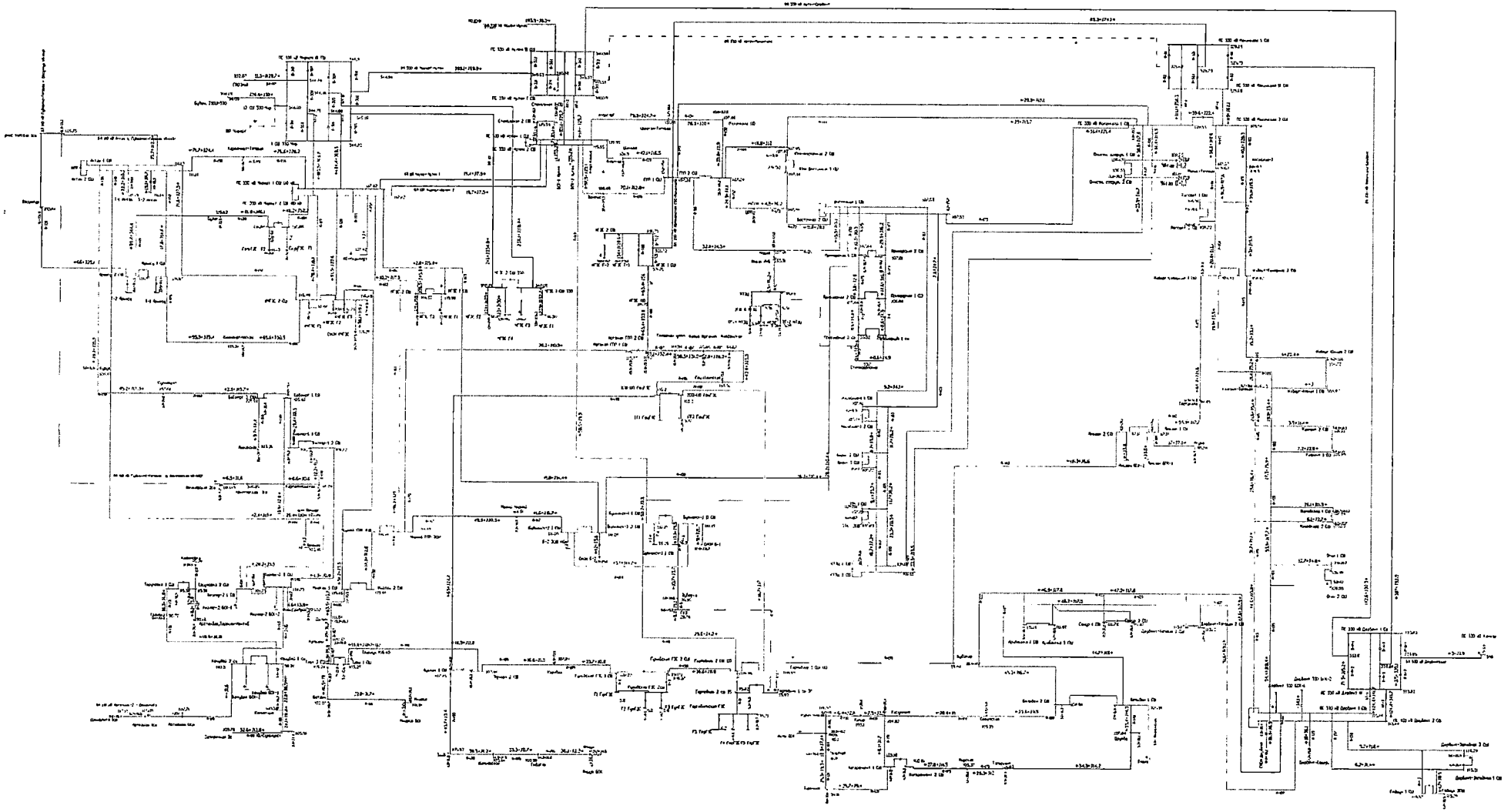


Рисунок 6.24 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

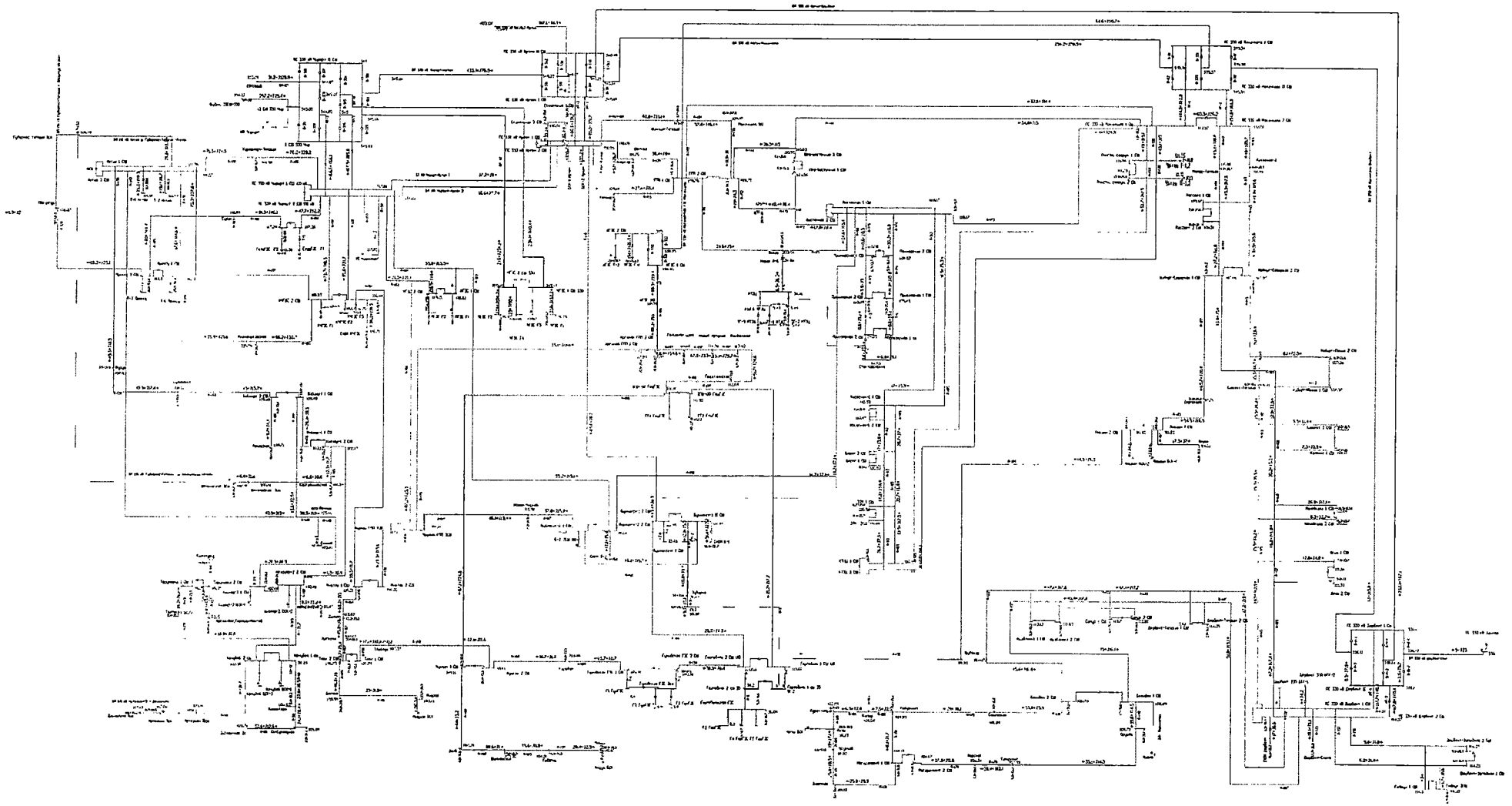


Рисунок 6.25 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас. Нормальный режим.

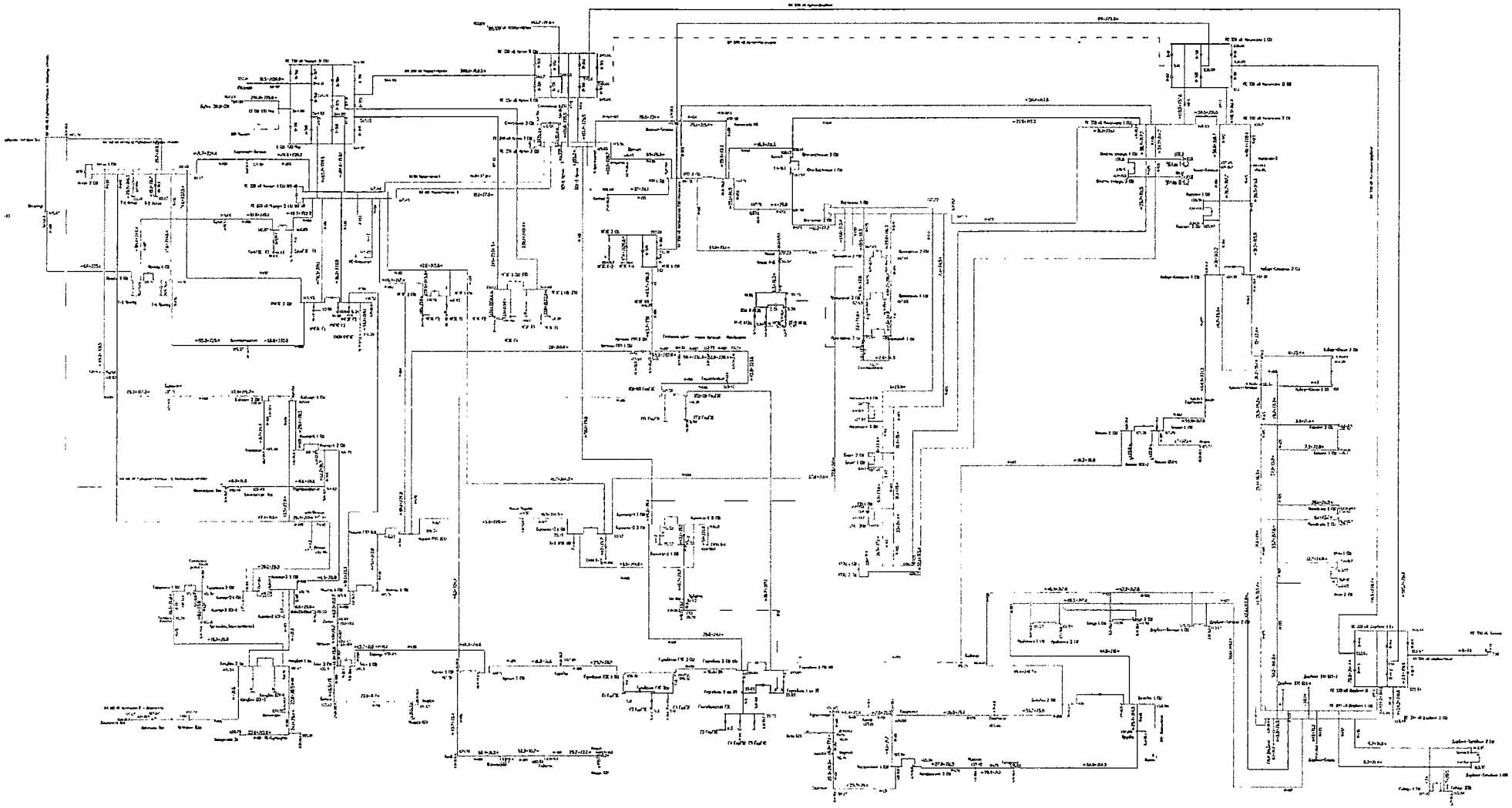


Рисунок 6.26 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас.

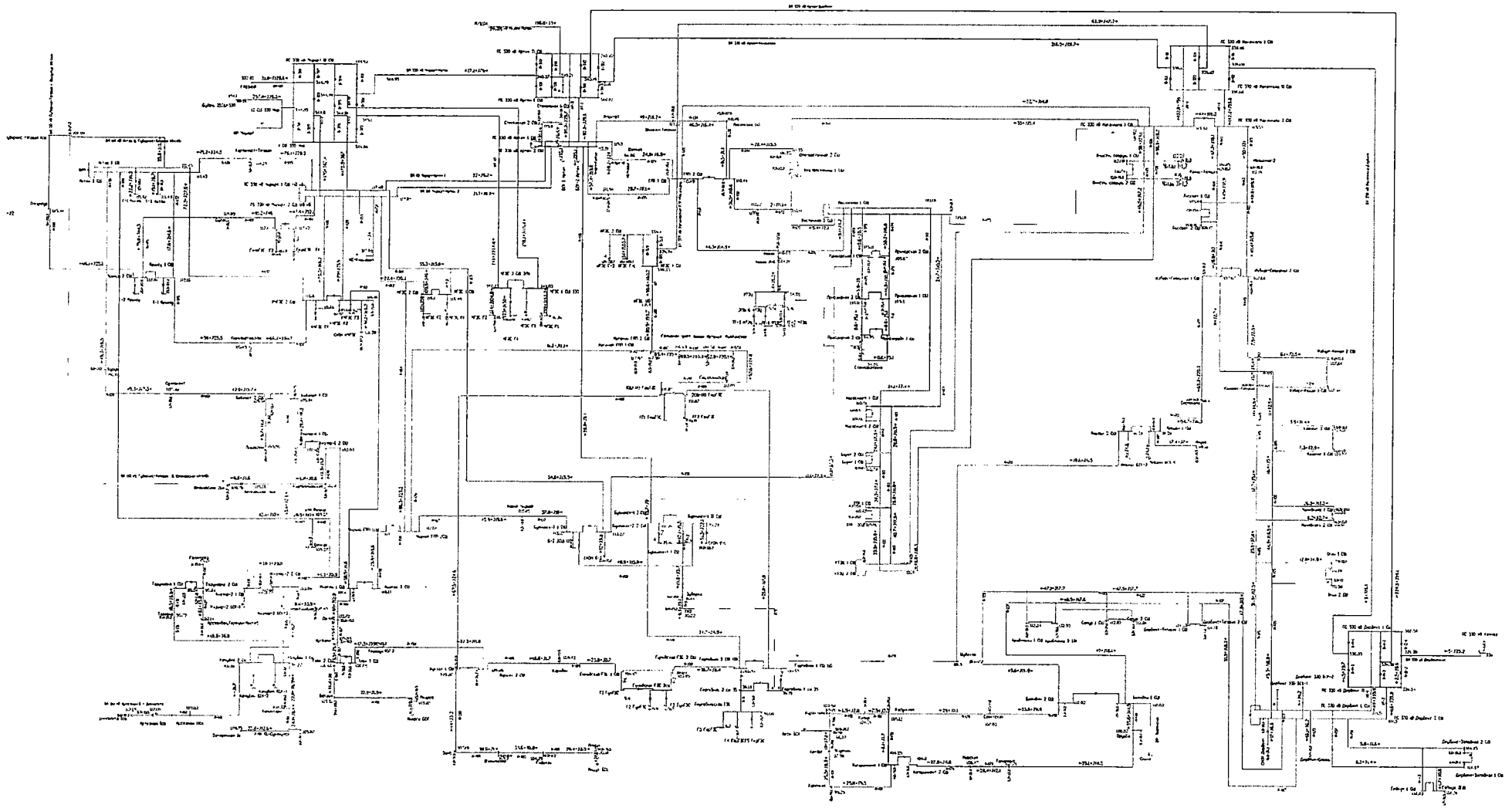


Рисунок 6.27 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173). Нормальный режим.

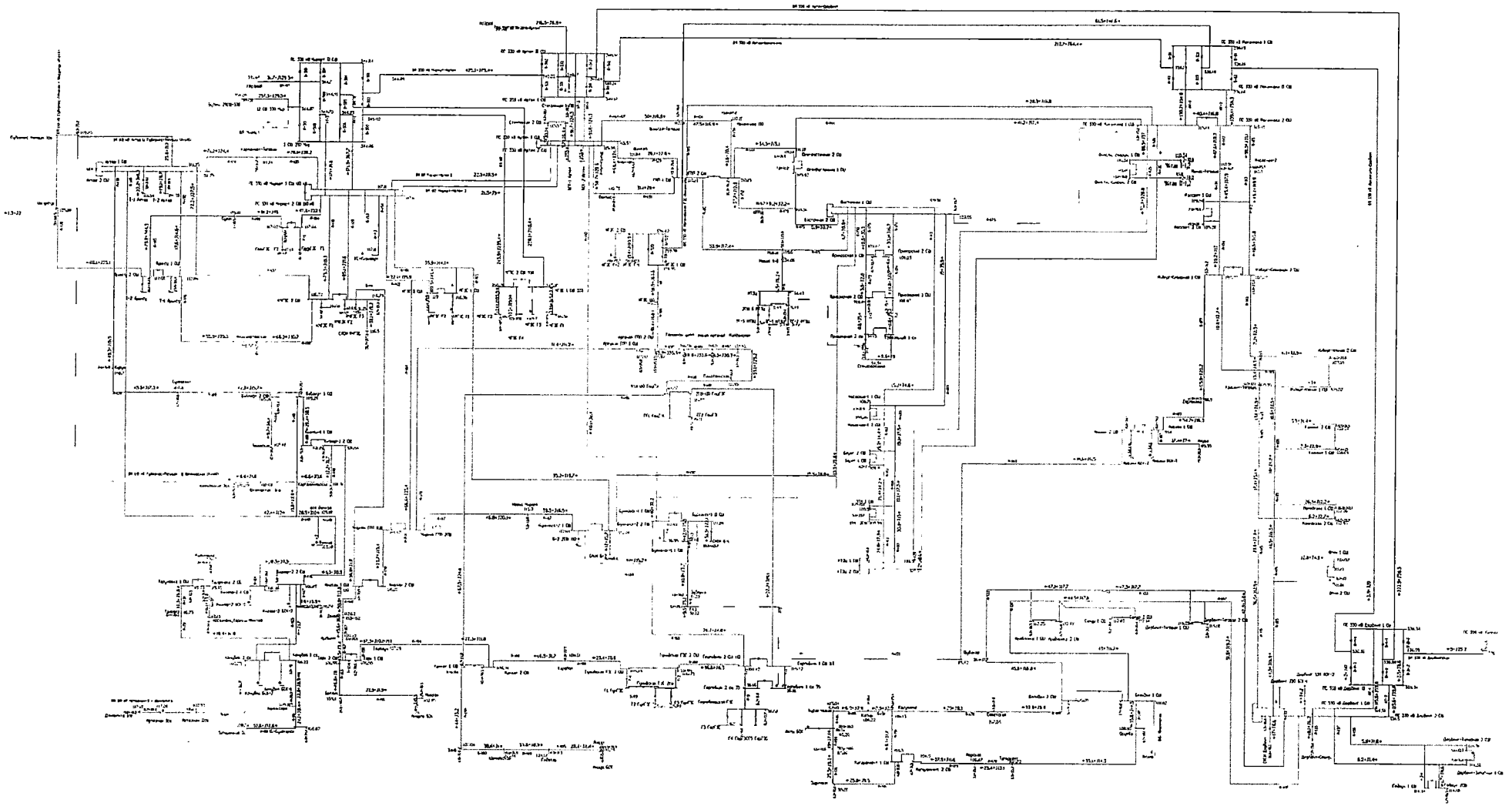


Рисунок 6.28 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

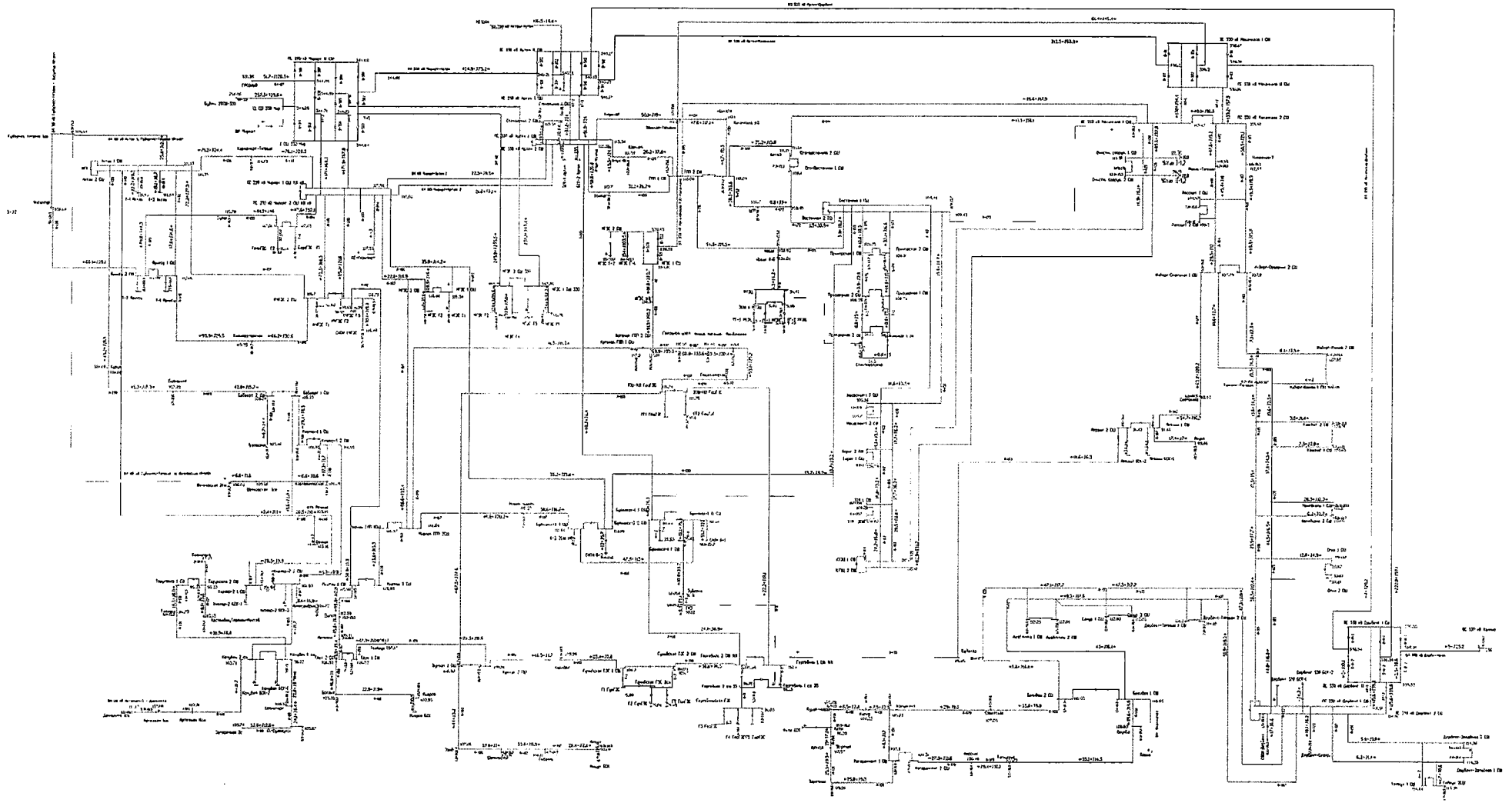


Рисунок 6.29 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

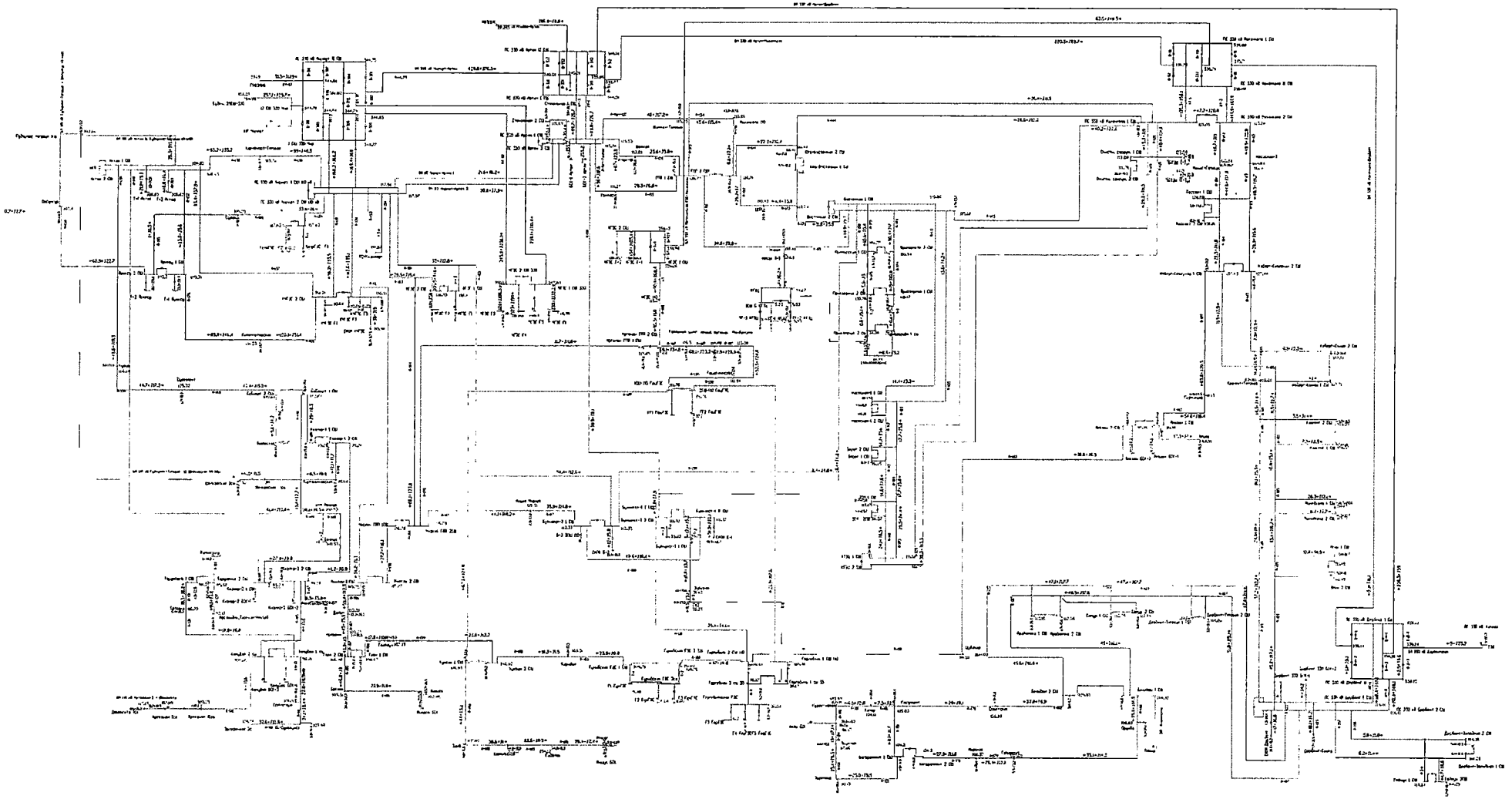


Рисунок 6.30 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199). Нормальный режим.

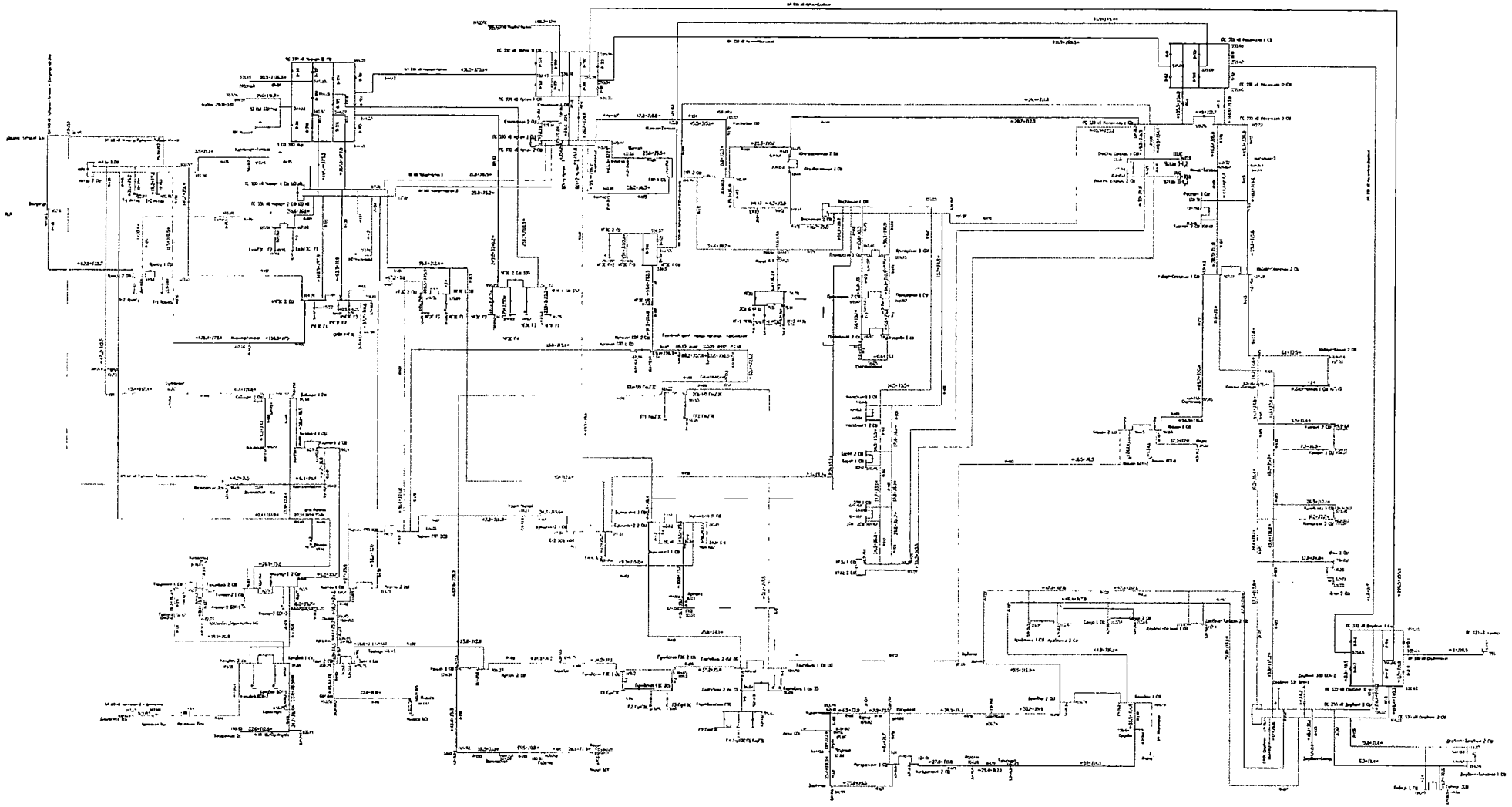


Рисунок 6.31 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чиркей - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

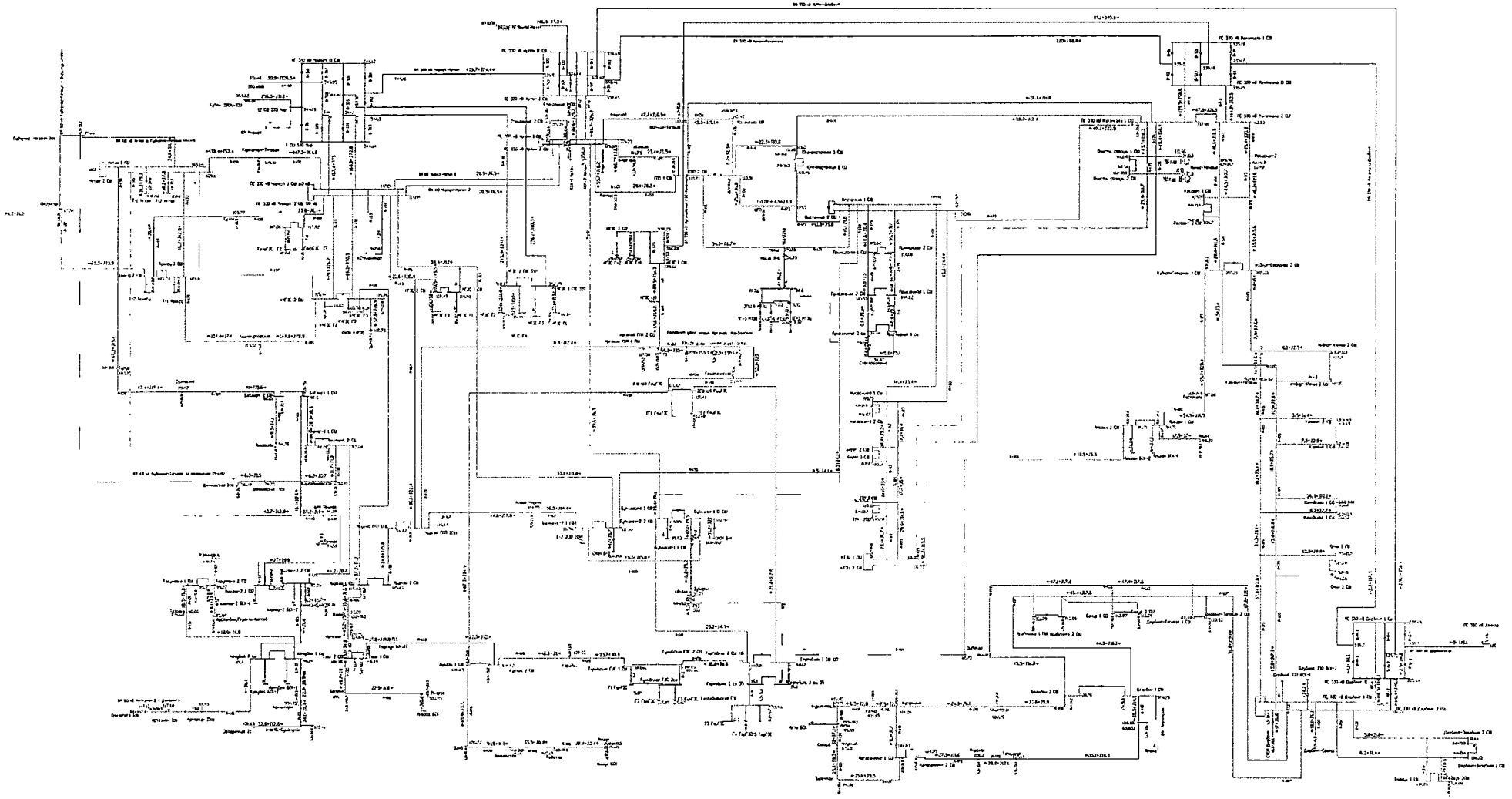


Рисунок 6.32 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чиркейских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

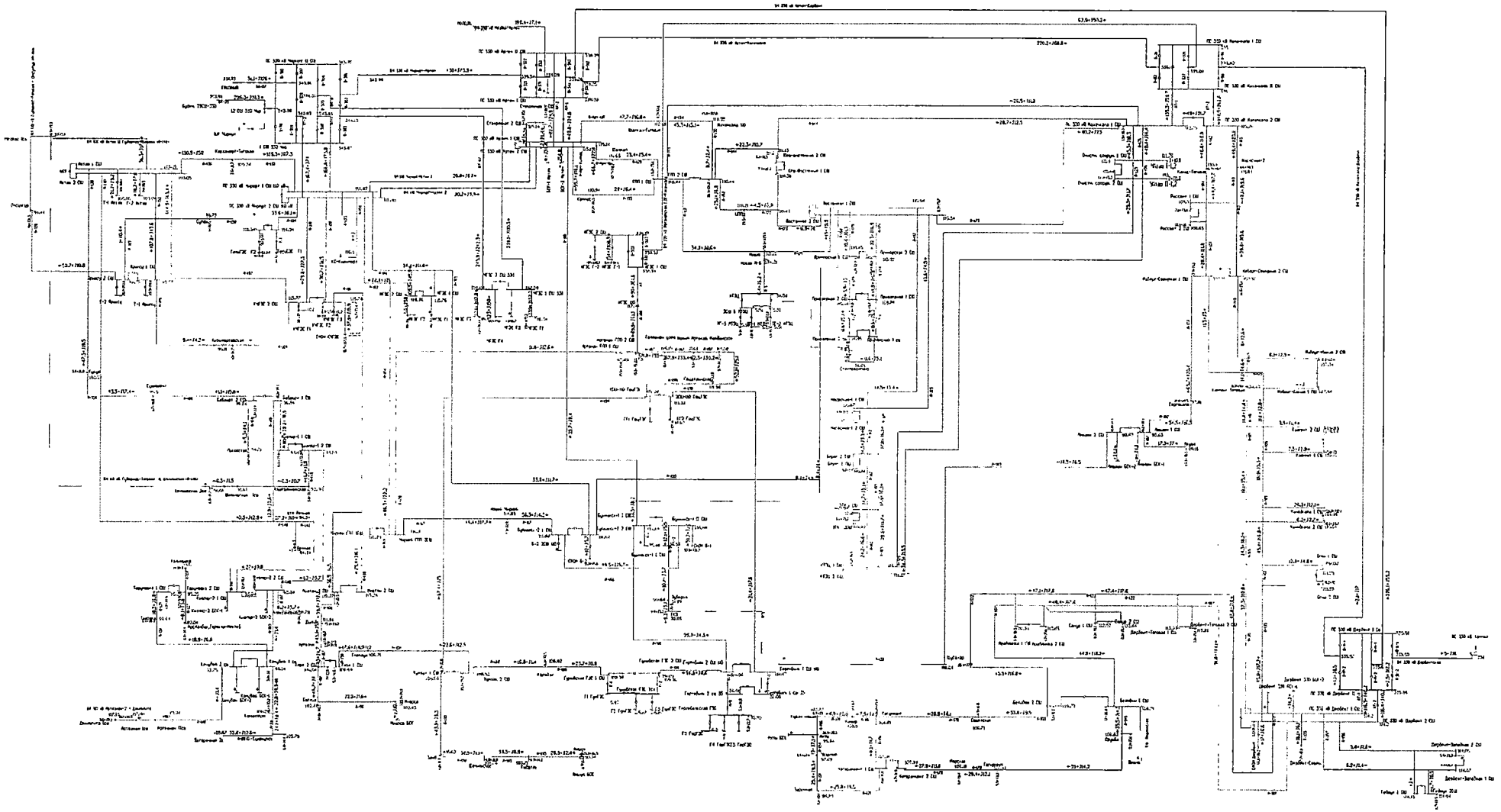


Рисунок 6.33 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

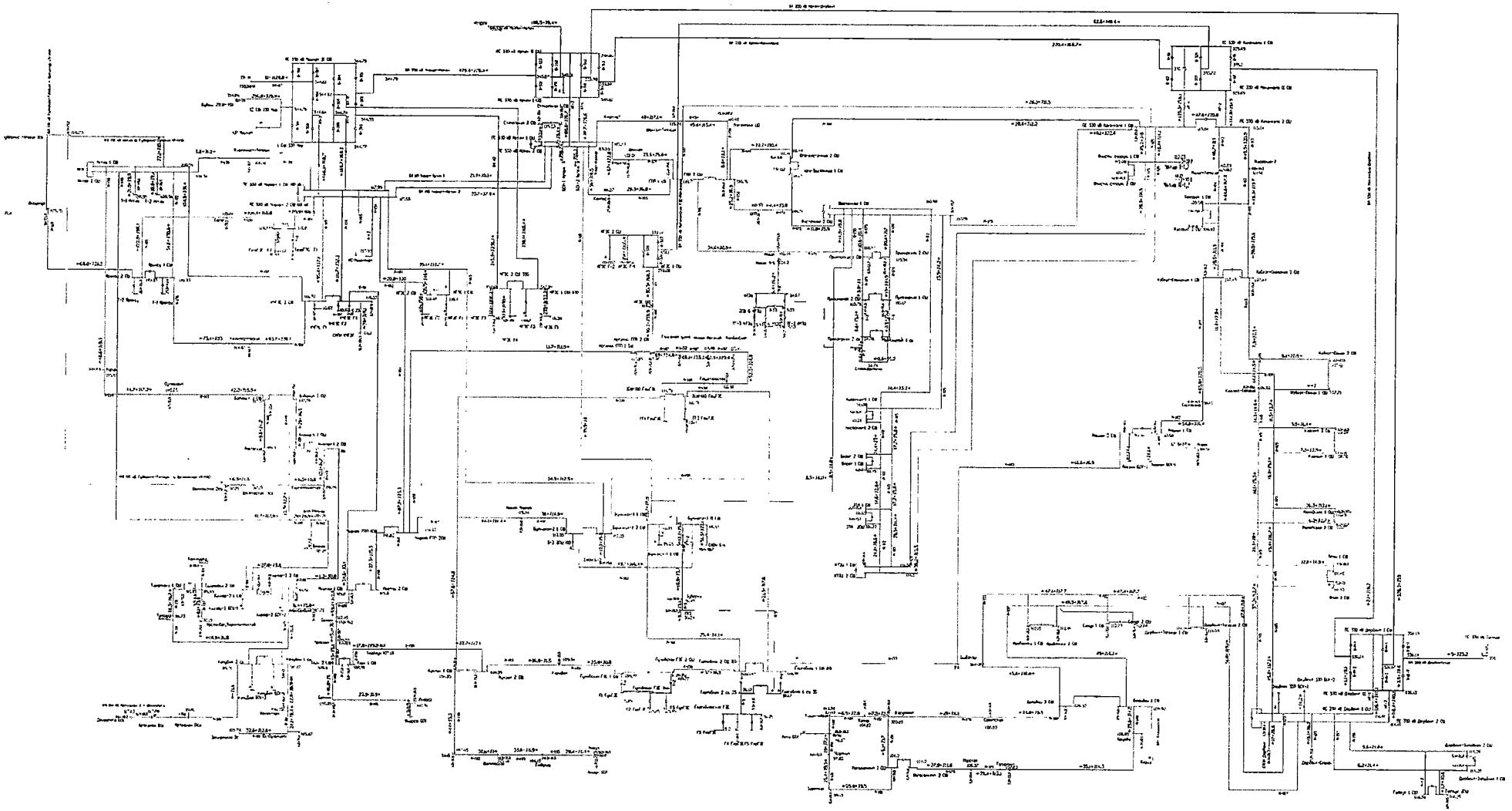


Рисунок 6.34 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135). Нормальный режим.

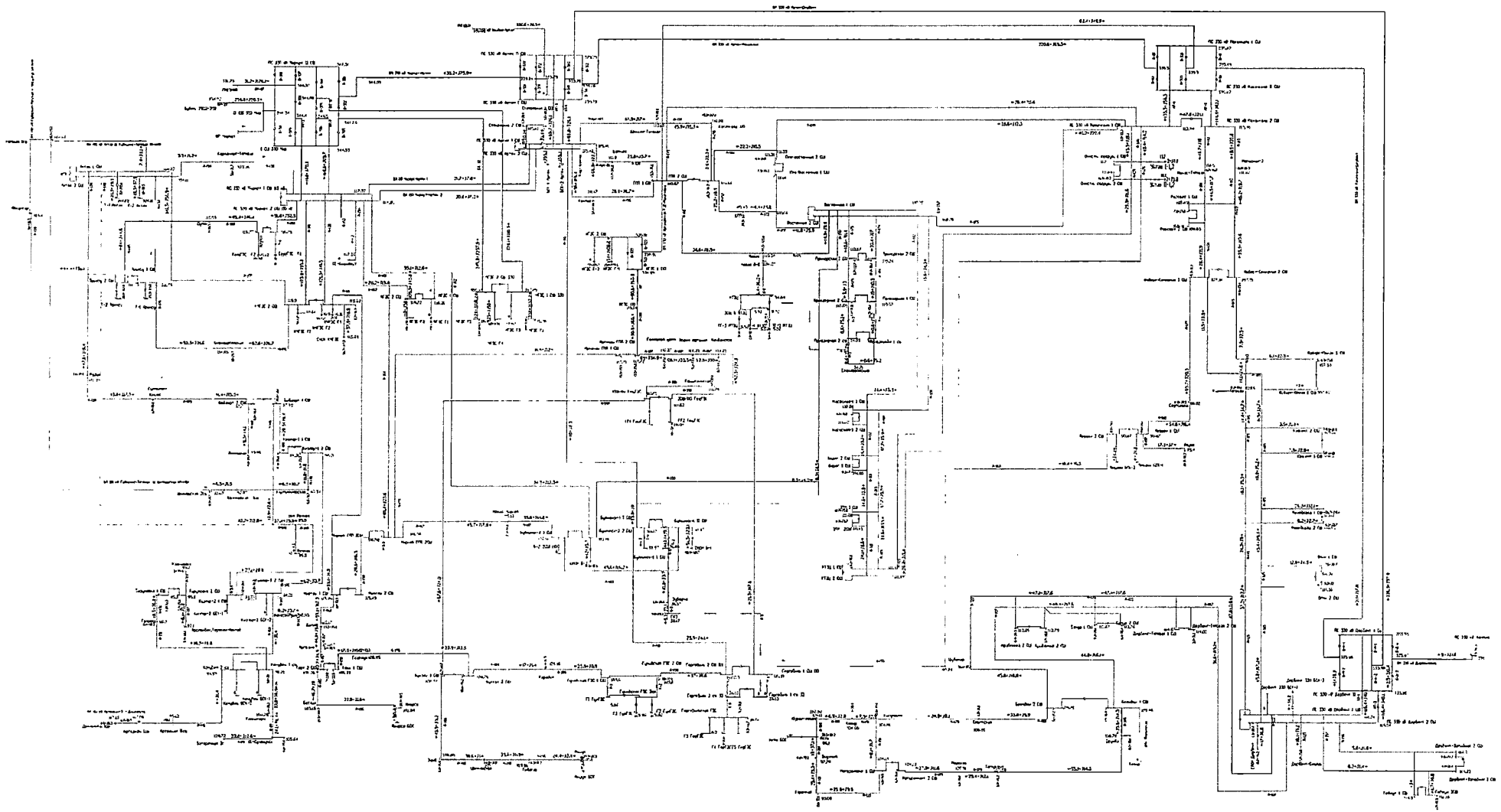


Рисунок 6.35 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

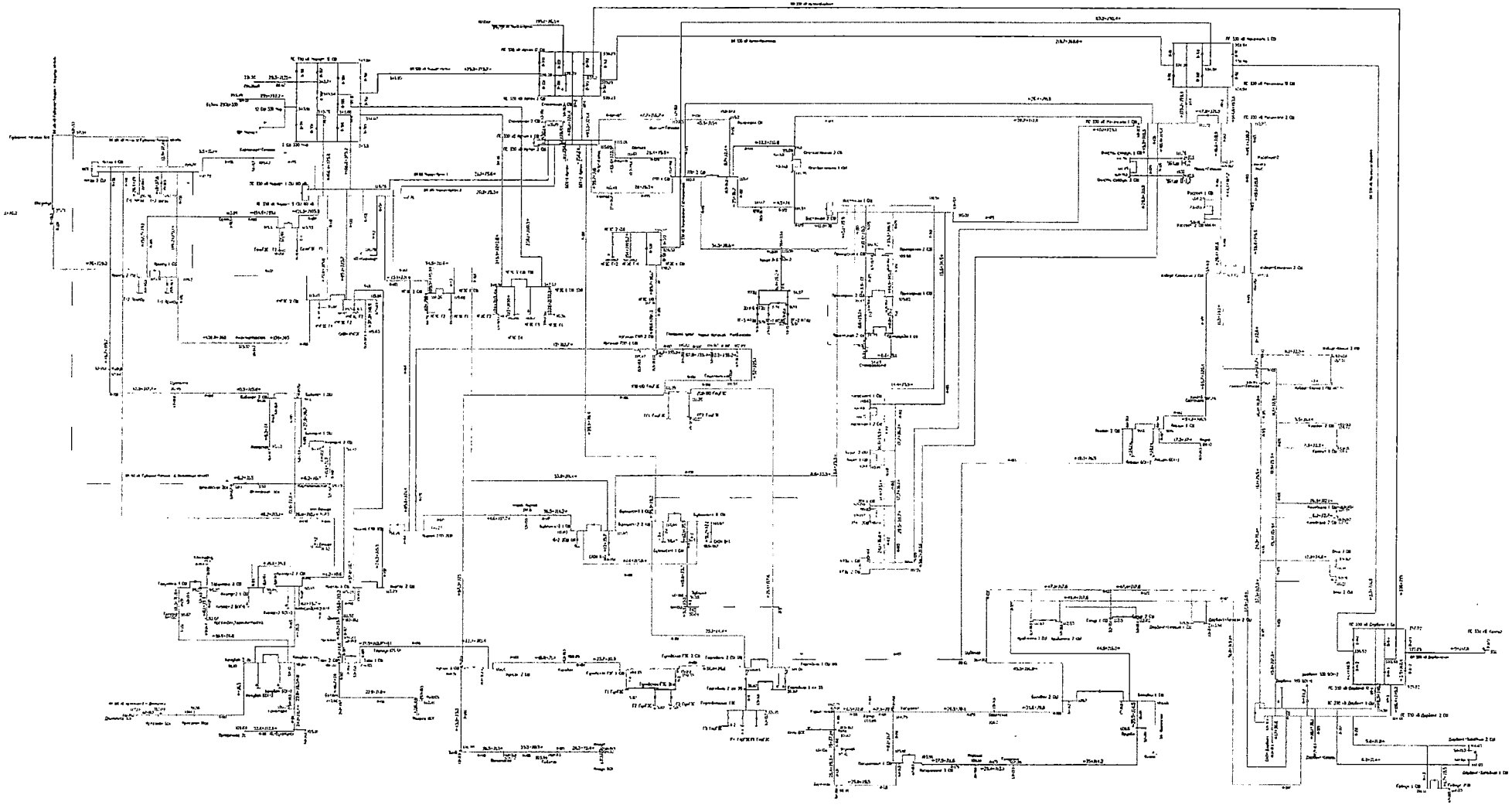


Рисунок 6.36 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

Приложение 7

Базовый вариант.

Зимний минимум 2024 года. Температура окружающей среды – 9°С. Потребление 1013 МВт.

Нормальная схема

Таблица 7.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	400 400	342 411	342 411	503 600	503 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	Все параметры режима в области допустимых значений						7.1.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	0	222	214	157	143	101,5	7.2.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108)	221	0	9	157	142	104,3	7.3.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107)	115	105	97	0	297	104,8	7.4.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)	115	104	96	297	0	105,1	7.5.

Таблица 7.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Уйташ-1	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	630 791	600 600	630 791	780 915	1200 1206	88,6 84,7	
Аварийное откл. 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала	442	425	340	616	1074	103,9	7.6.

Таблица 7.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-139	ВЛ 110 кВ Куруш-Сулевкент	ВЛ-110-169	ВЛ-110-109	ВЛ-110-146	ВЛ-110-140	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Александрия	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	600 600	787 946	581 600	426 512	503 600	581 600	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139)	0	17	23	110	8	369	100,1	7.7.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	370	354	349	232	123	0	98,5	7.8.

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 7.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	1200 1406	1200 1406	630 791	600 600	630 791	780 915	1200 1206	503 600	503 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	877	421	297	261	217	506	986	227	159	97,5	7.9.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	0	533	507	498	394	776	1314*	347	262	85,5*	7.10.
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент	919	779	304	269	223	514	991	193	129	96,6	7.11.
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	1017	430	279	241	202	549	1144	237	168	97,7	7.12.

*-перегруз и недопустимые снижения напряжений ликвидируются загрузкой ГЭС.

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 7.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	780 915	808 839	1200 1206	630 791	630 791	88,6 84,7	
Нормальный режим	565	612	1500*	107	104	102,7	7.13.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем	622	493	1002	77	72	110,1	7.14.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	482	508	969	53	50	109,4	7.15.
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	473	0	1103	23	23	107,5	7.16.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт	633	641	0	243	232	101,0	7.17.

*-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал

Таблица 7.6

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	600 600	630 791	
Нормальный режим	282	232	7.18.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Компас	0	318	7.19.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	368	0	7.20.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	565	443	7.21.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Компас

Таблица 7.7

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	630 791	630 791	
Нормальный режим	306	224	7.22.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	565	443	7.23.

Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173)

Таблица 7.8

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-125	ВЛ-110-126	ВЛ-110-144	ВЛ-110-145	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	400 400	400 400	544 600	544 600	
Нормальный режим	231	211	144	133	7.24.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126)	365	0	169	158	7.25.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125)	0	357	173	161	7.26.

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 7.9

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	581 600	581 600	600 600	600 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	370	330	354	83	105,2	7.27.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)	0	556	509	58	101,3	7.28.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	548	0	515	64	101,9	7.29.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	527	538	0	412	102,0	7.30.

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 7.10

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	581 600	600 600	600 600	600 600	787 946	88,6 84,7	
Нормальный режим	371	286	221	394	398	105,0	7.31.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	537	205	0	314	318	102,1	7.32.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	0	477	569	585	590	100,6	7.33.

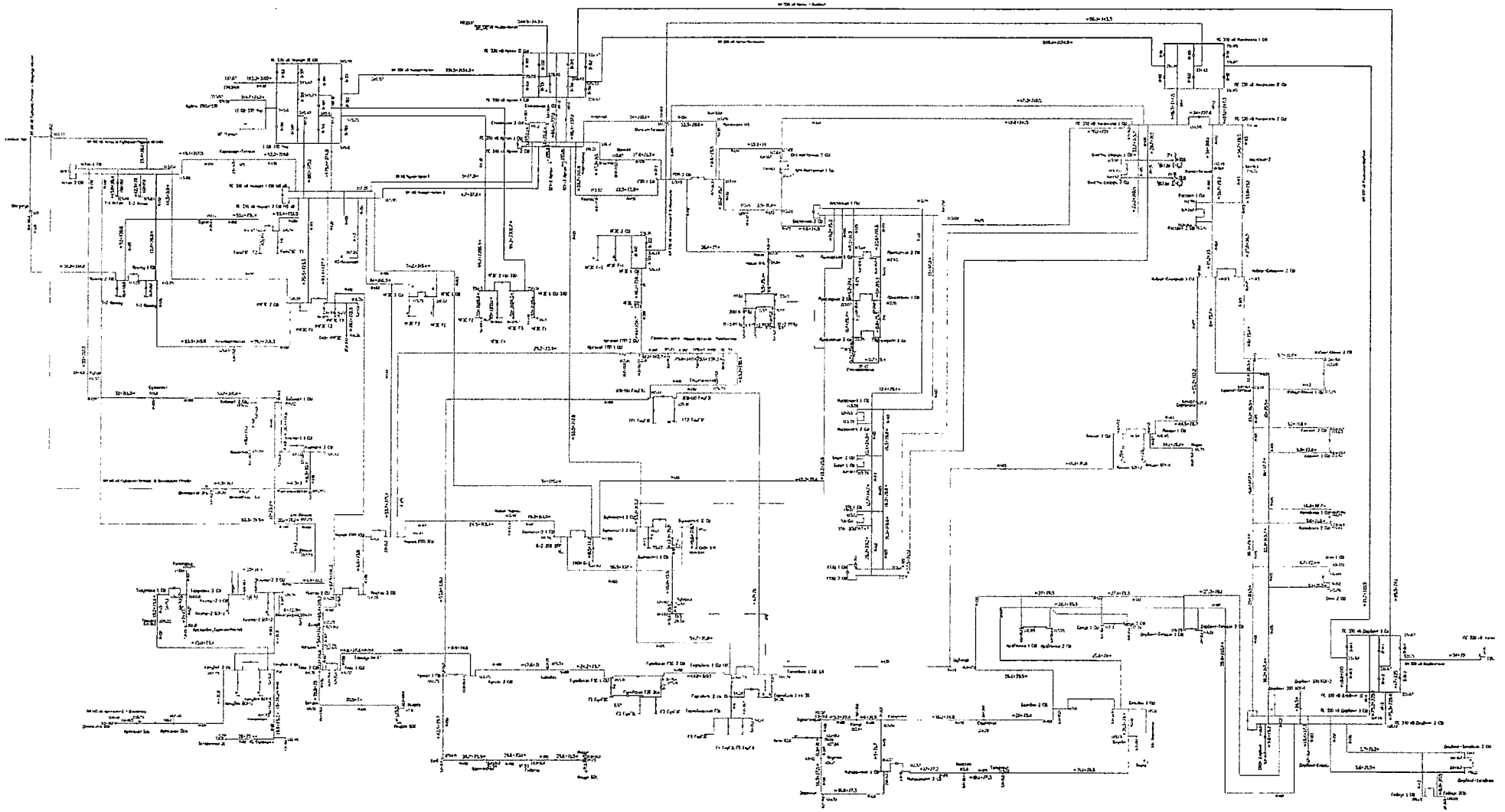


Рисунок 7.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Нормальная схема. Нормальный режим.

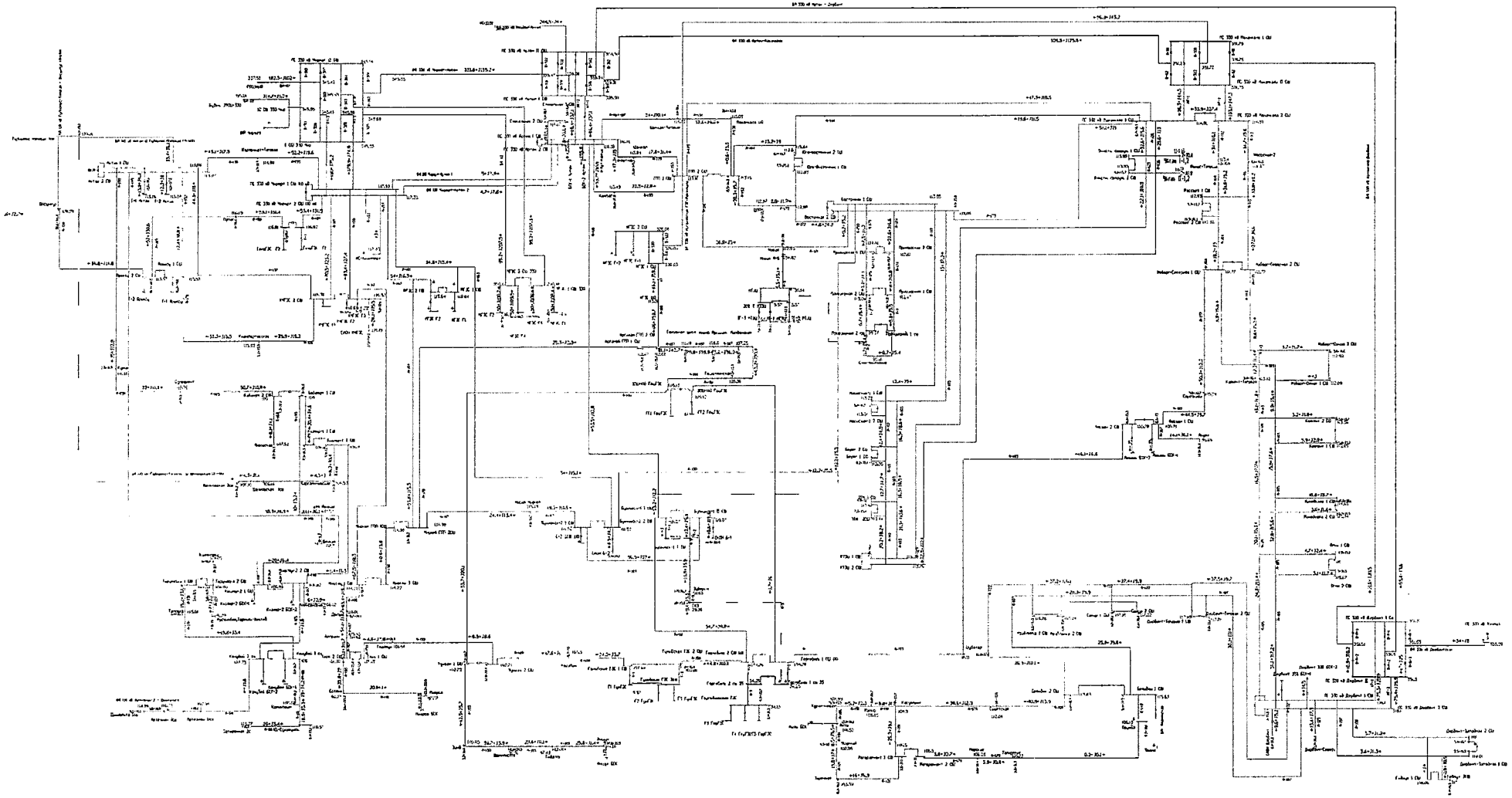


Рисунок 7.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

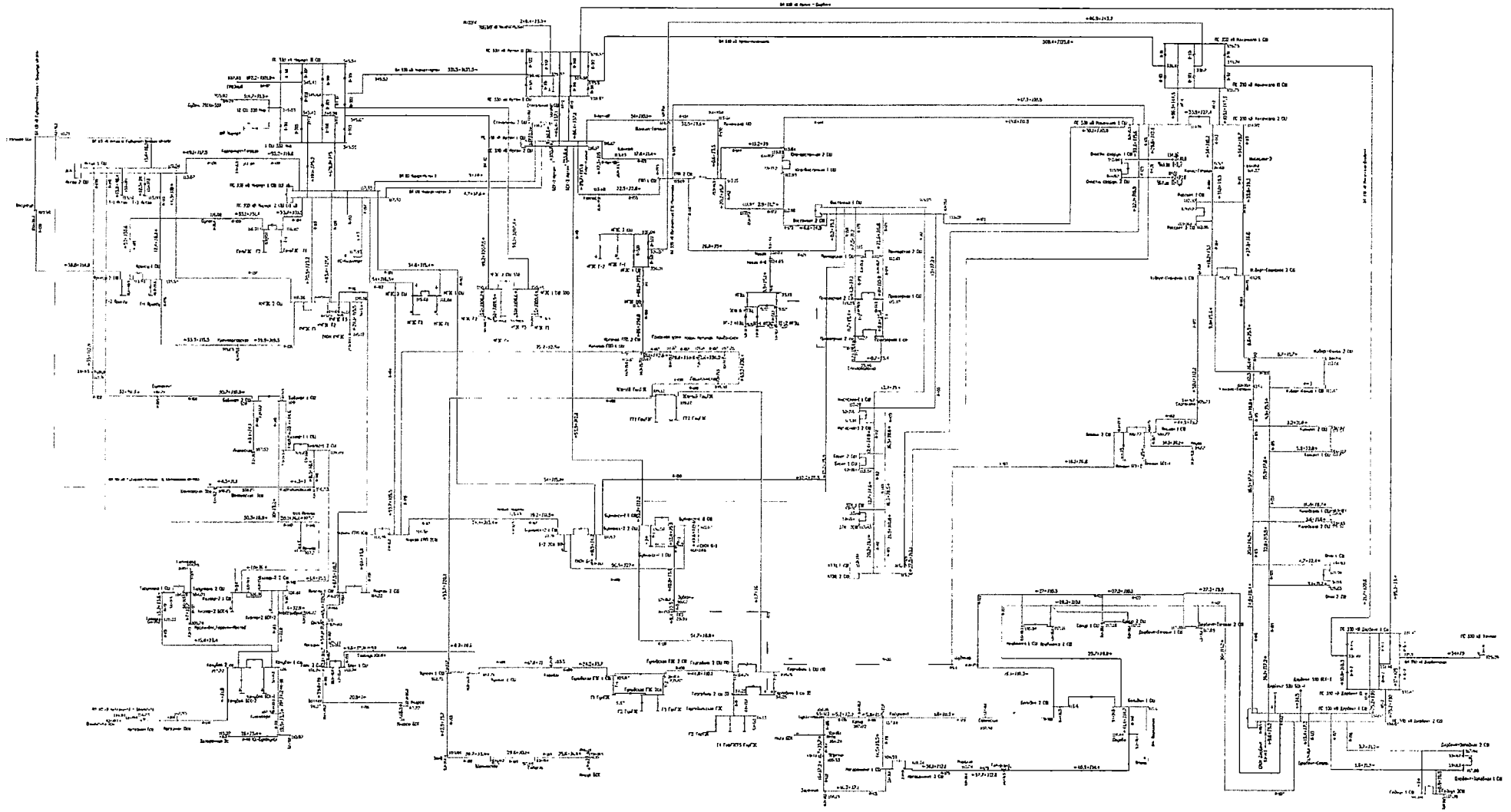


Рисунок 7.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) в нормальной схеме.

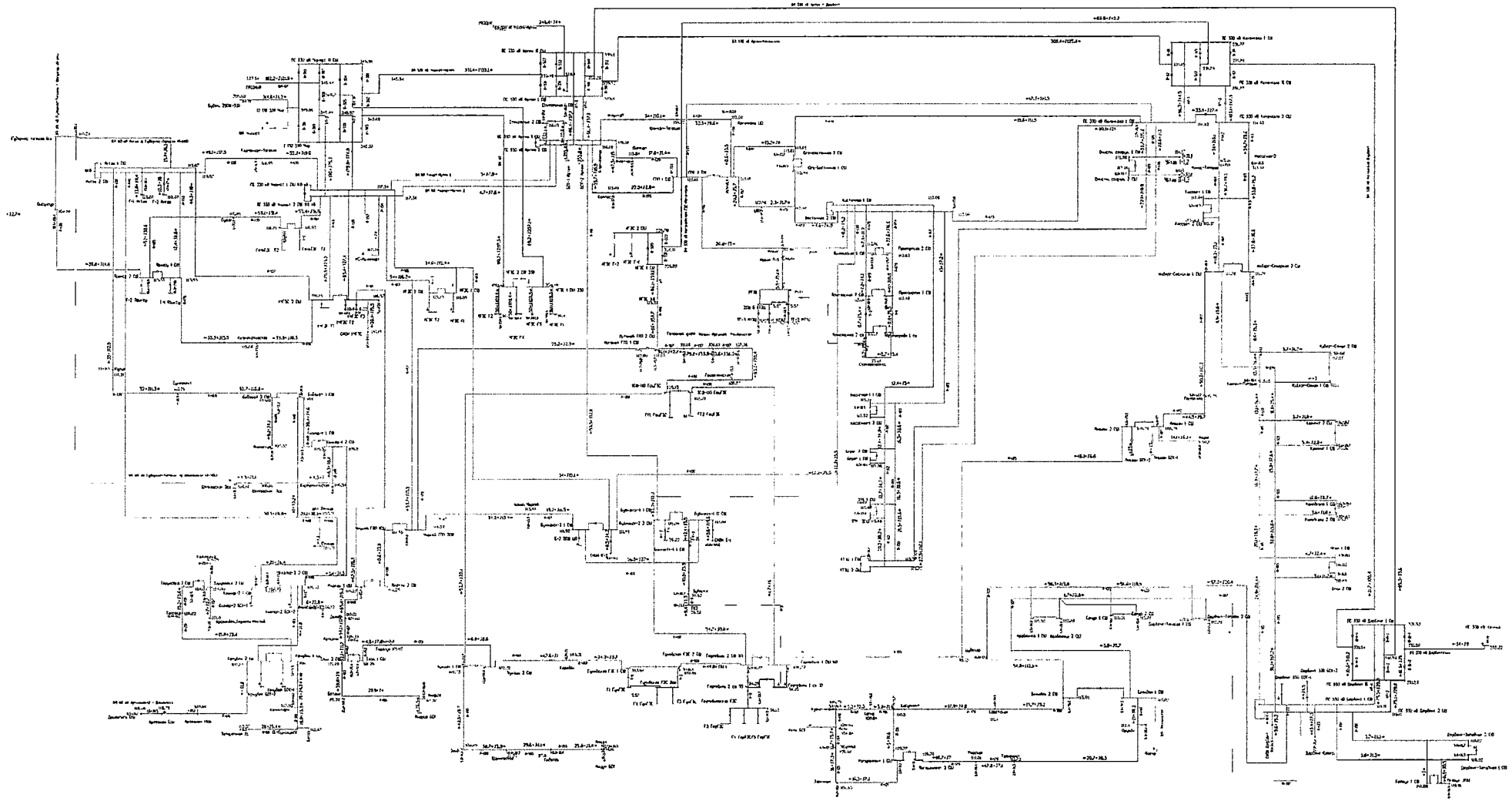


Рисунок 7.4 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) в нормальной схеме.

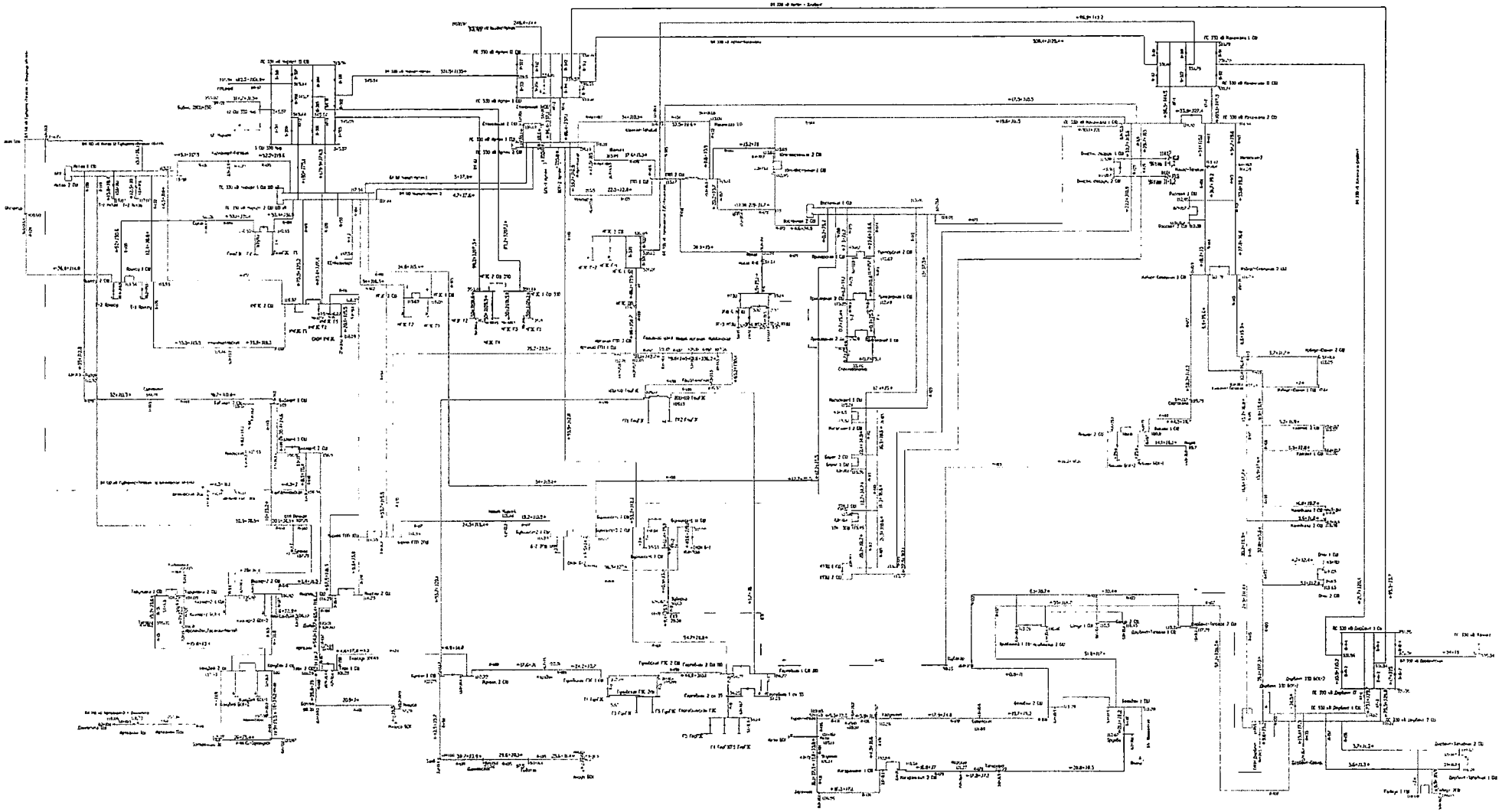


Рисунок 7.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) в нормальной схеме.

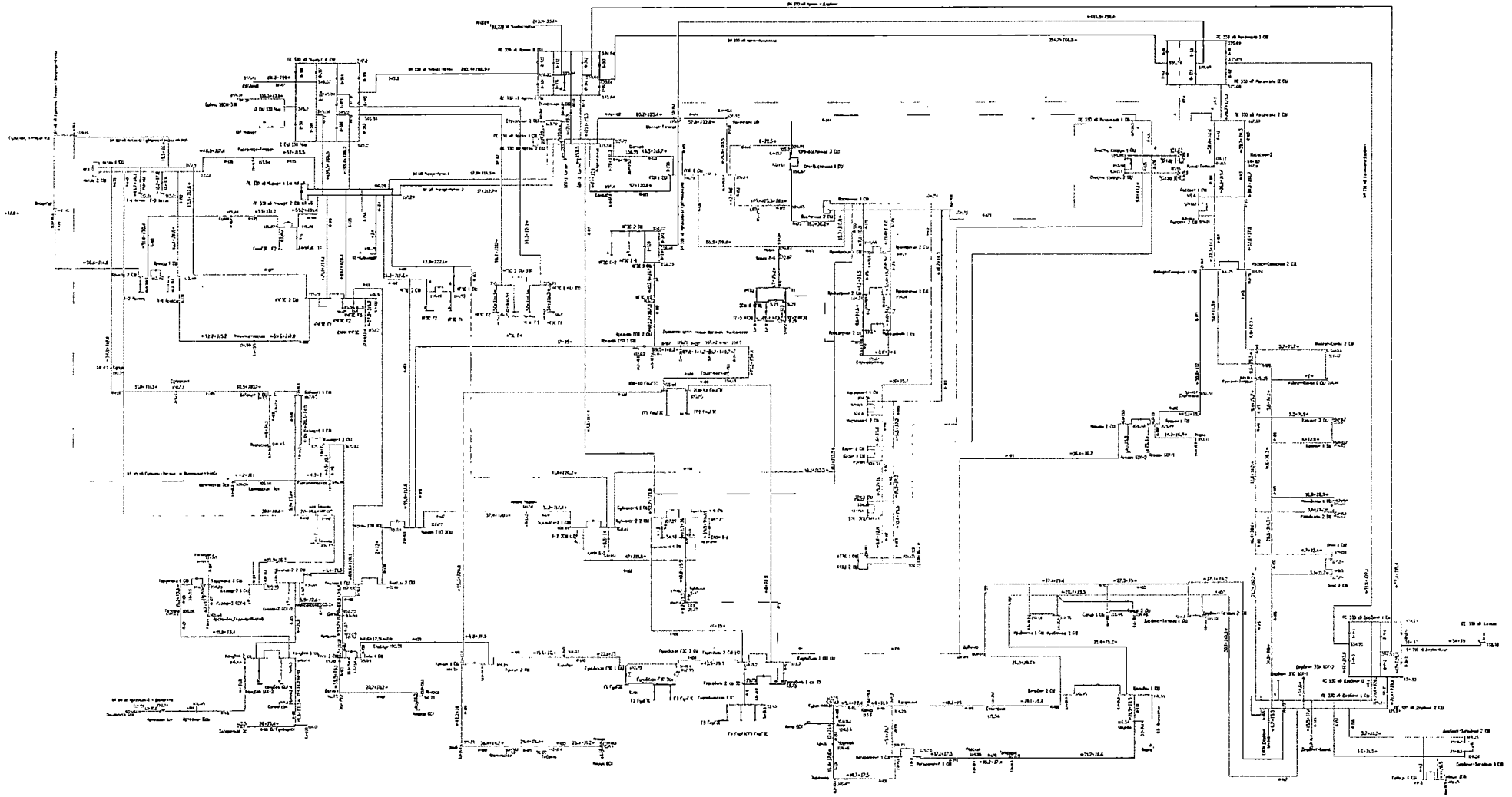


Рисунок 7.6 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме.

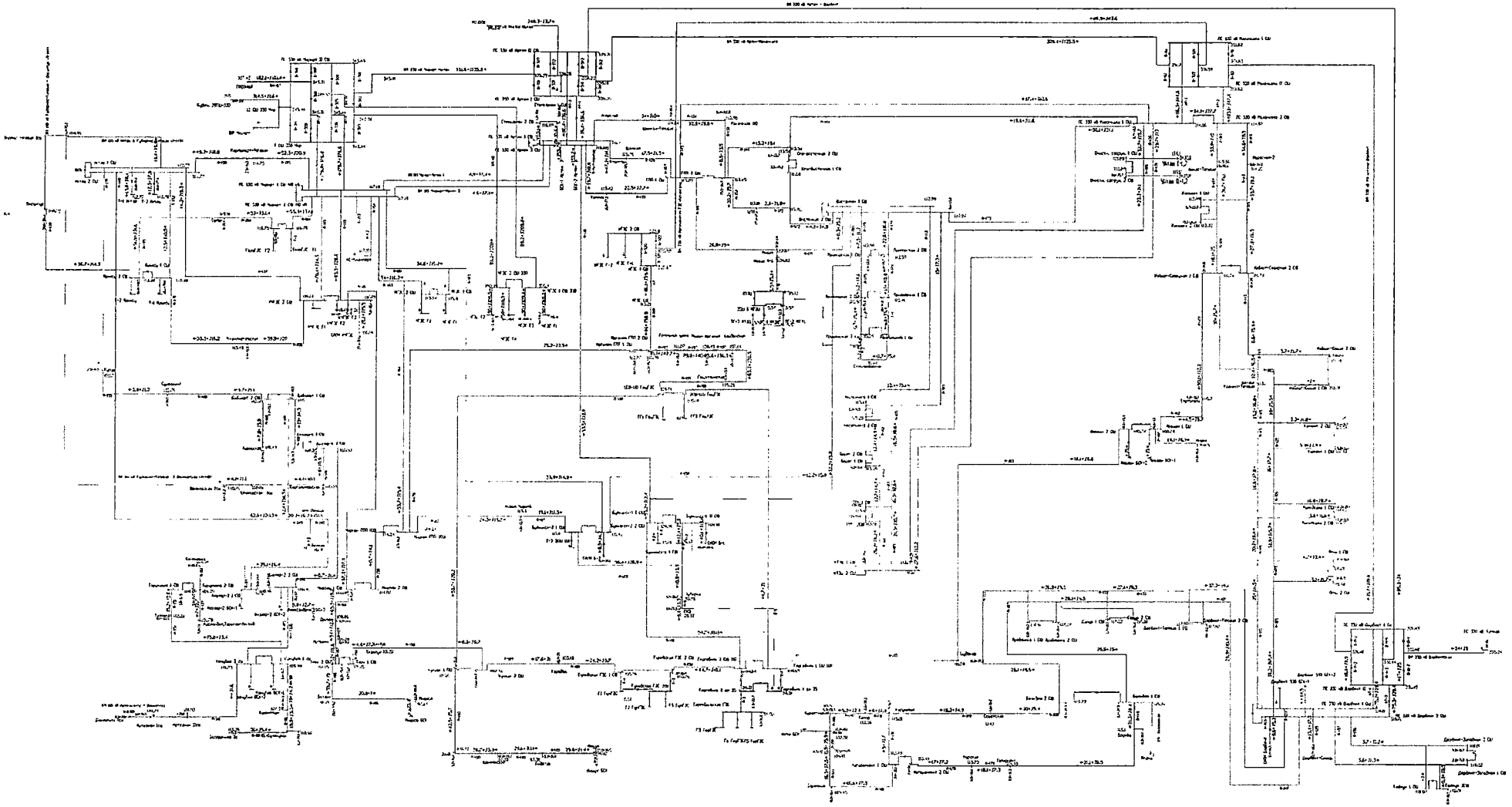


Рисунок 7.7 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139) в нормальной схеме.

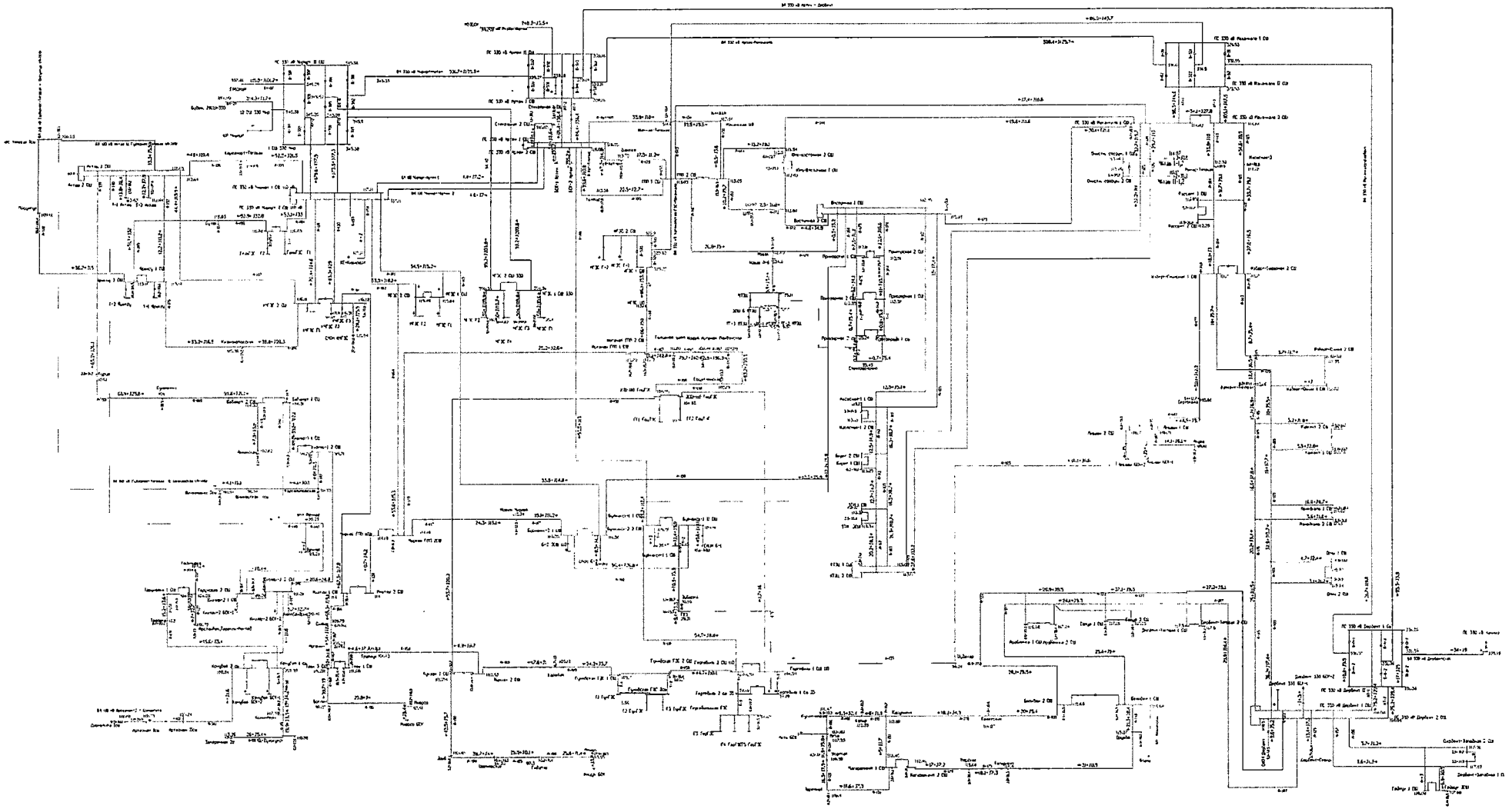


Рисунок 7.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) в нормальной схеме.

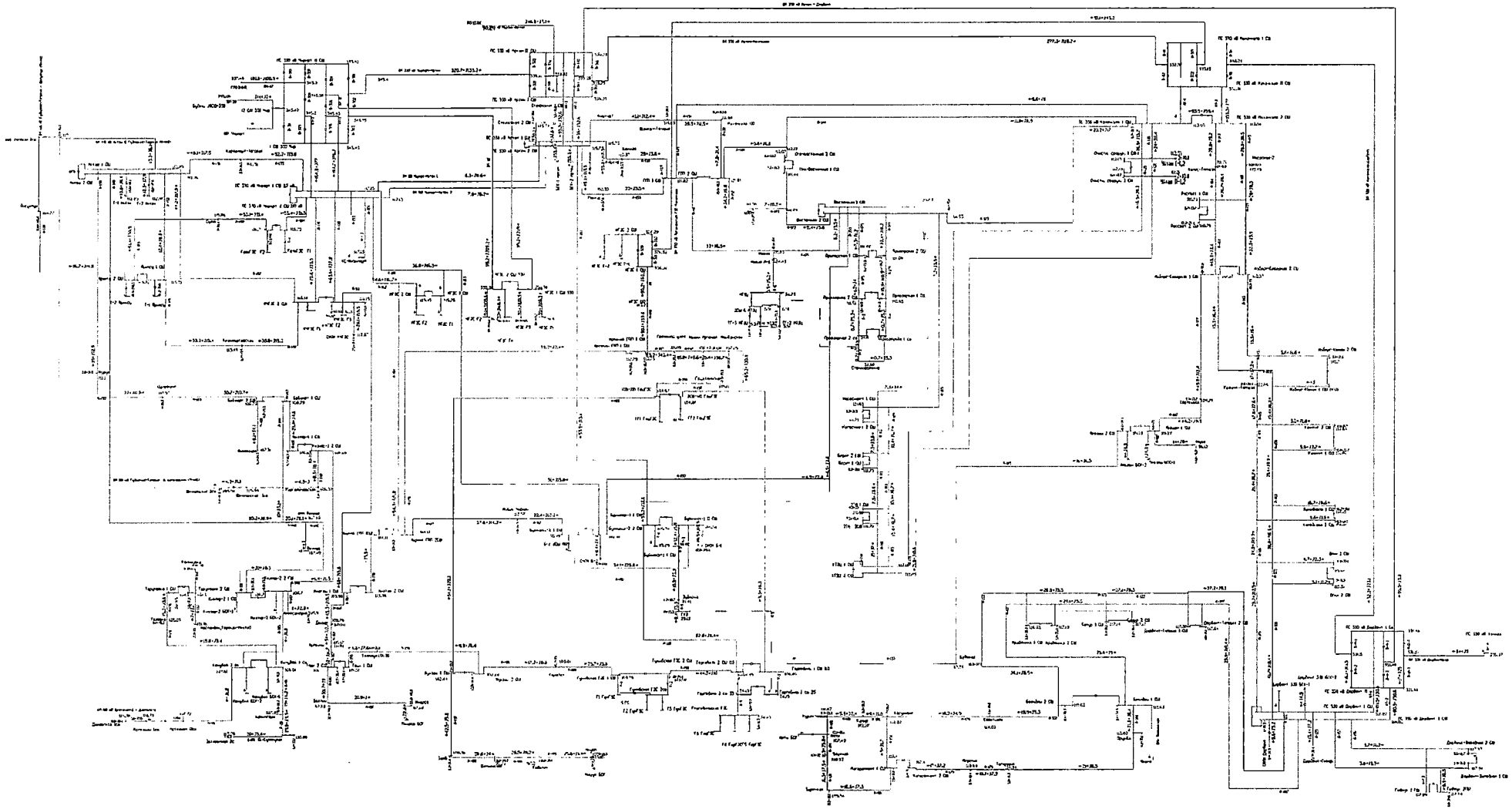


Рисунок 7.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

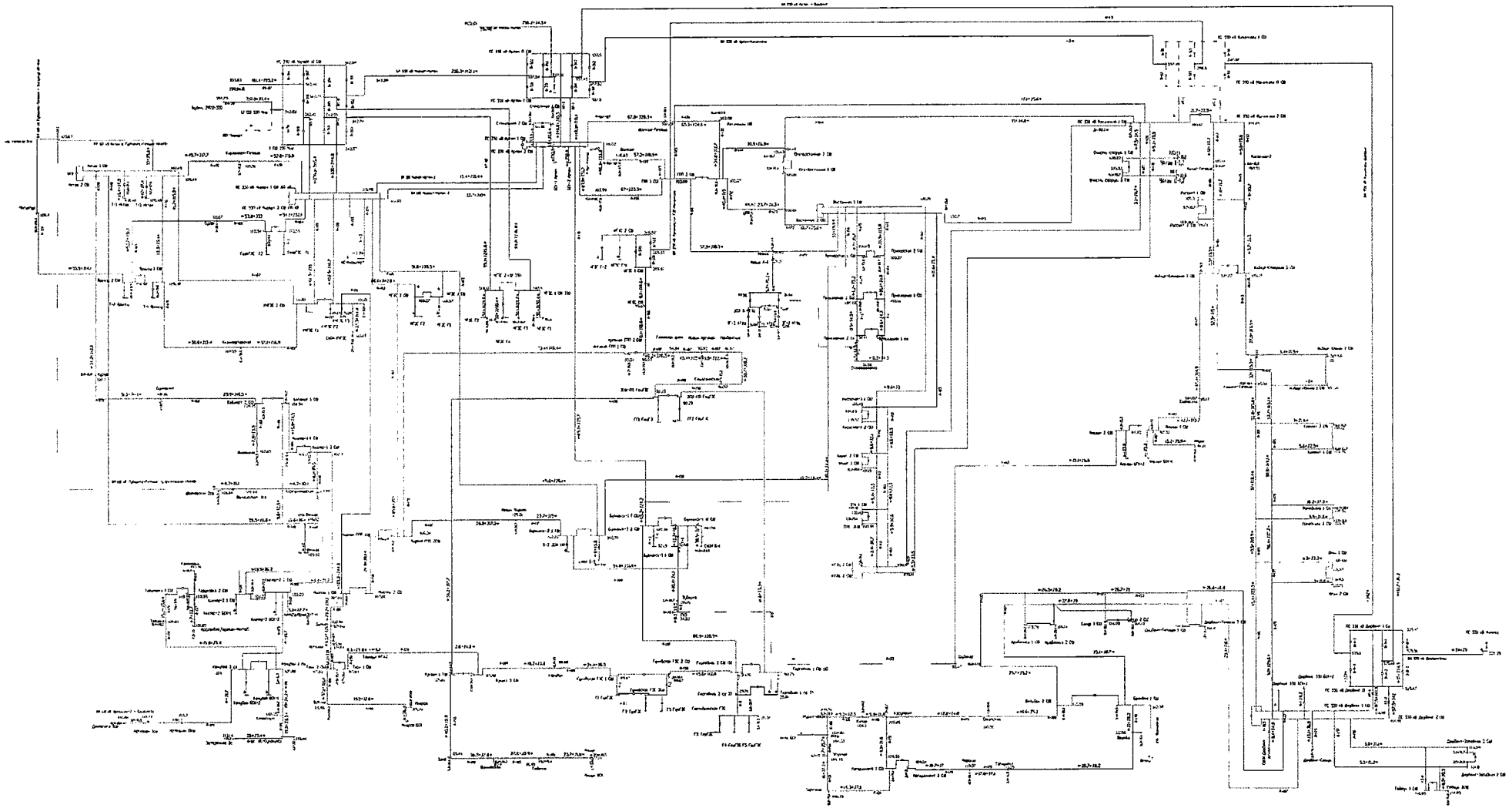


Рисунок 7.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

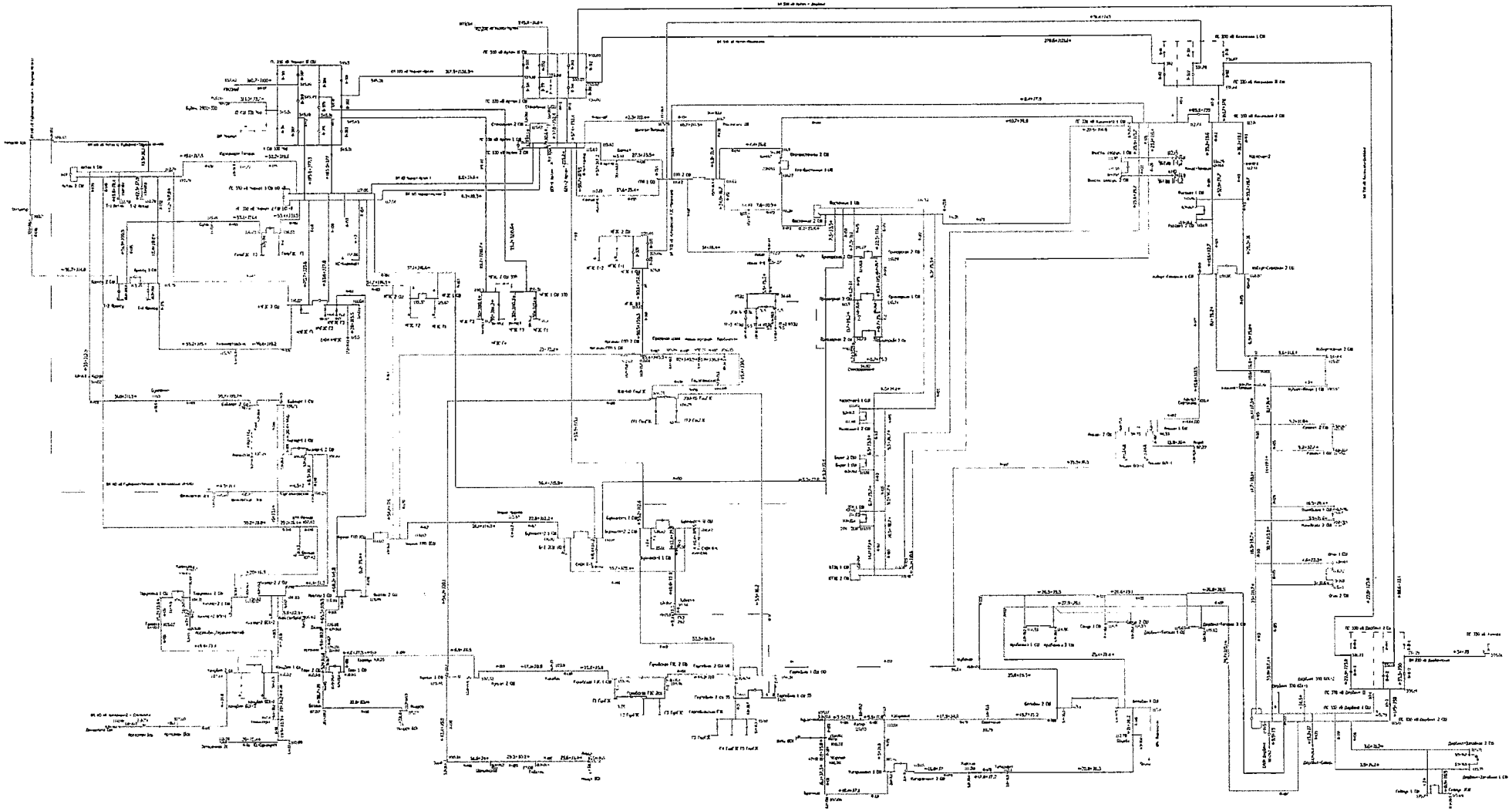


Рисунок 7.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

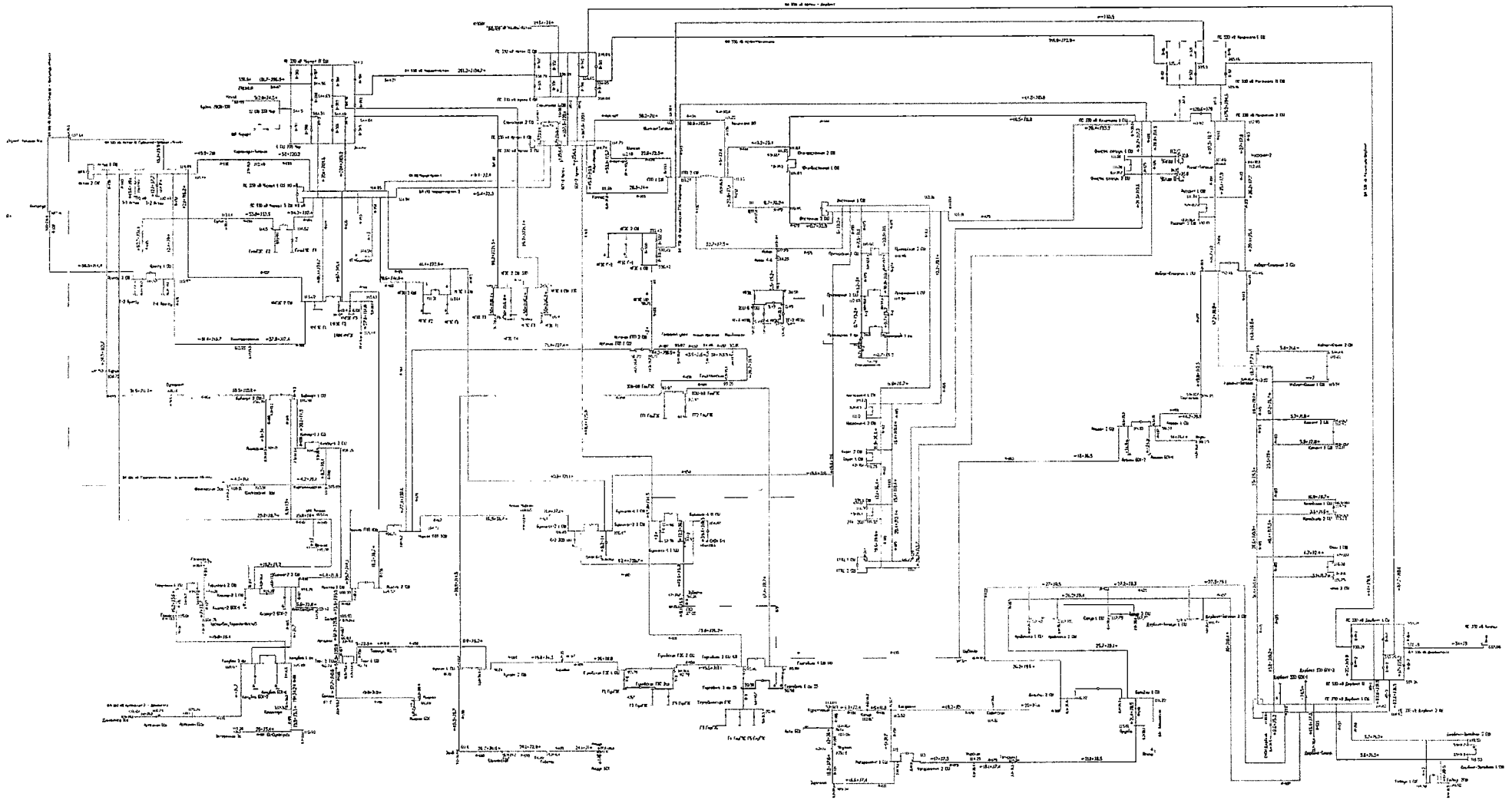


Рисунок 7.12 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

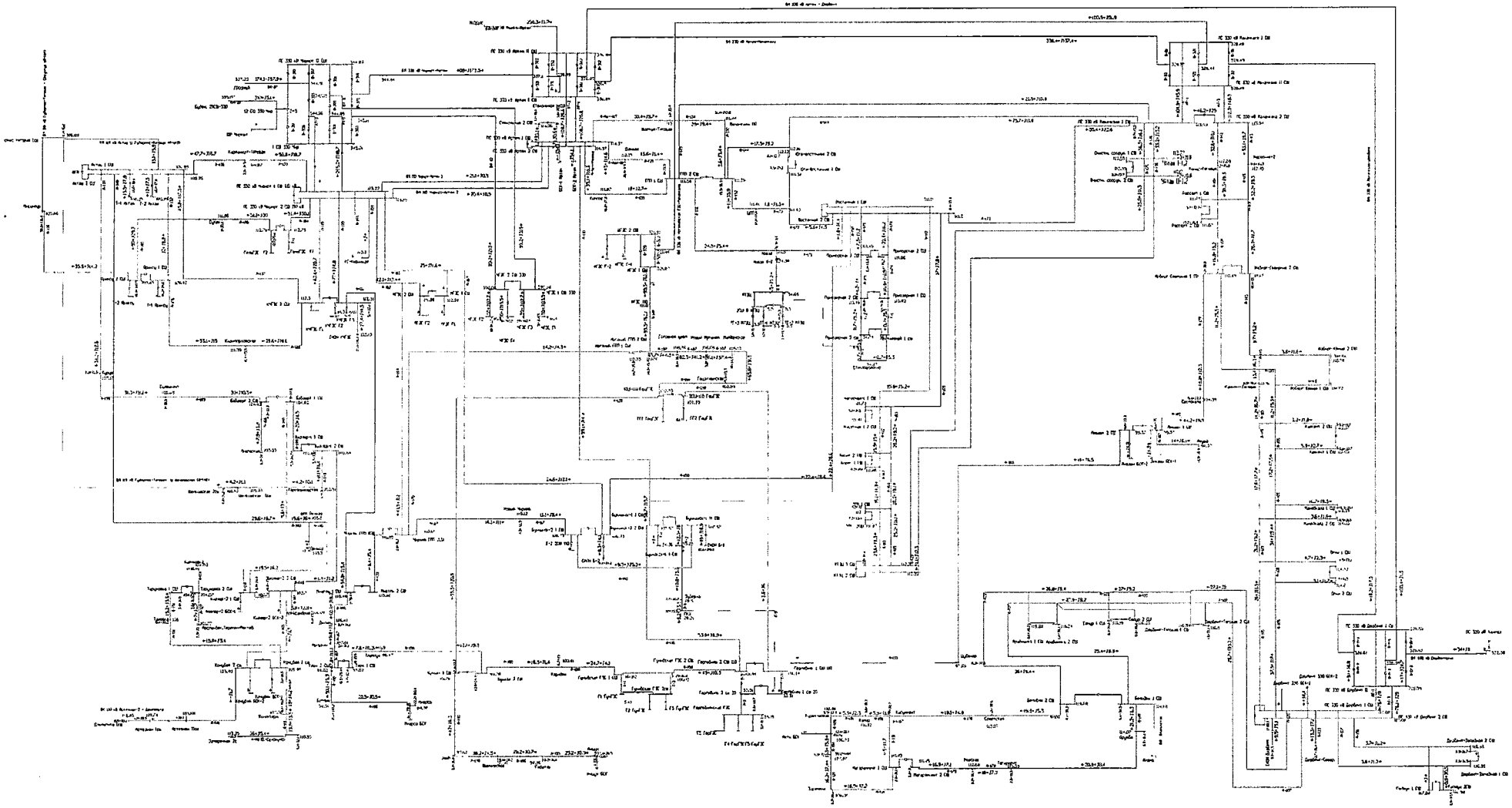


Рисунок 7.13 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Схема ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт. Нормальный режим.

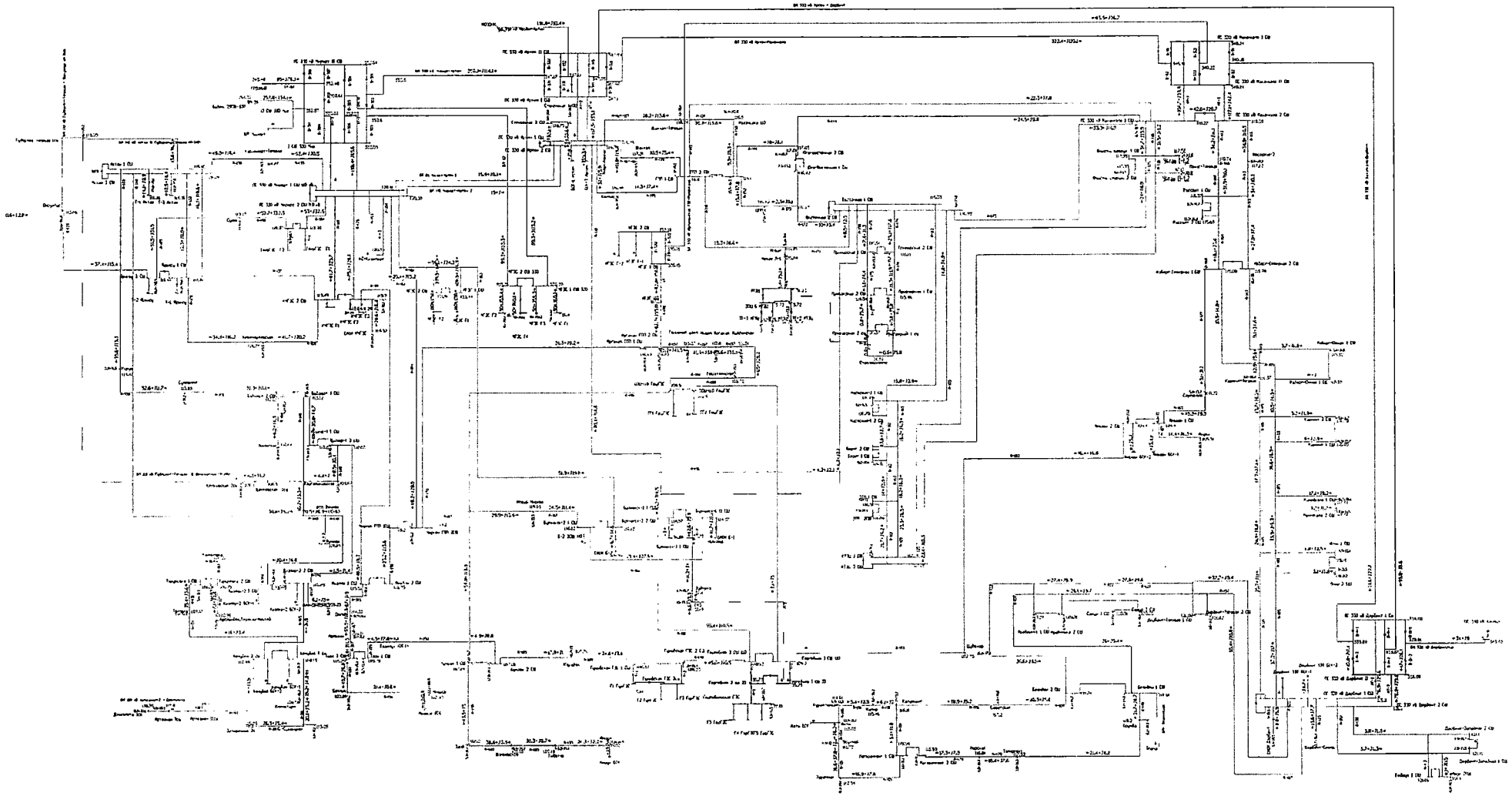


Рисунок 7.14 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

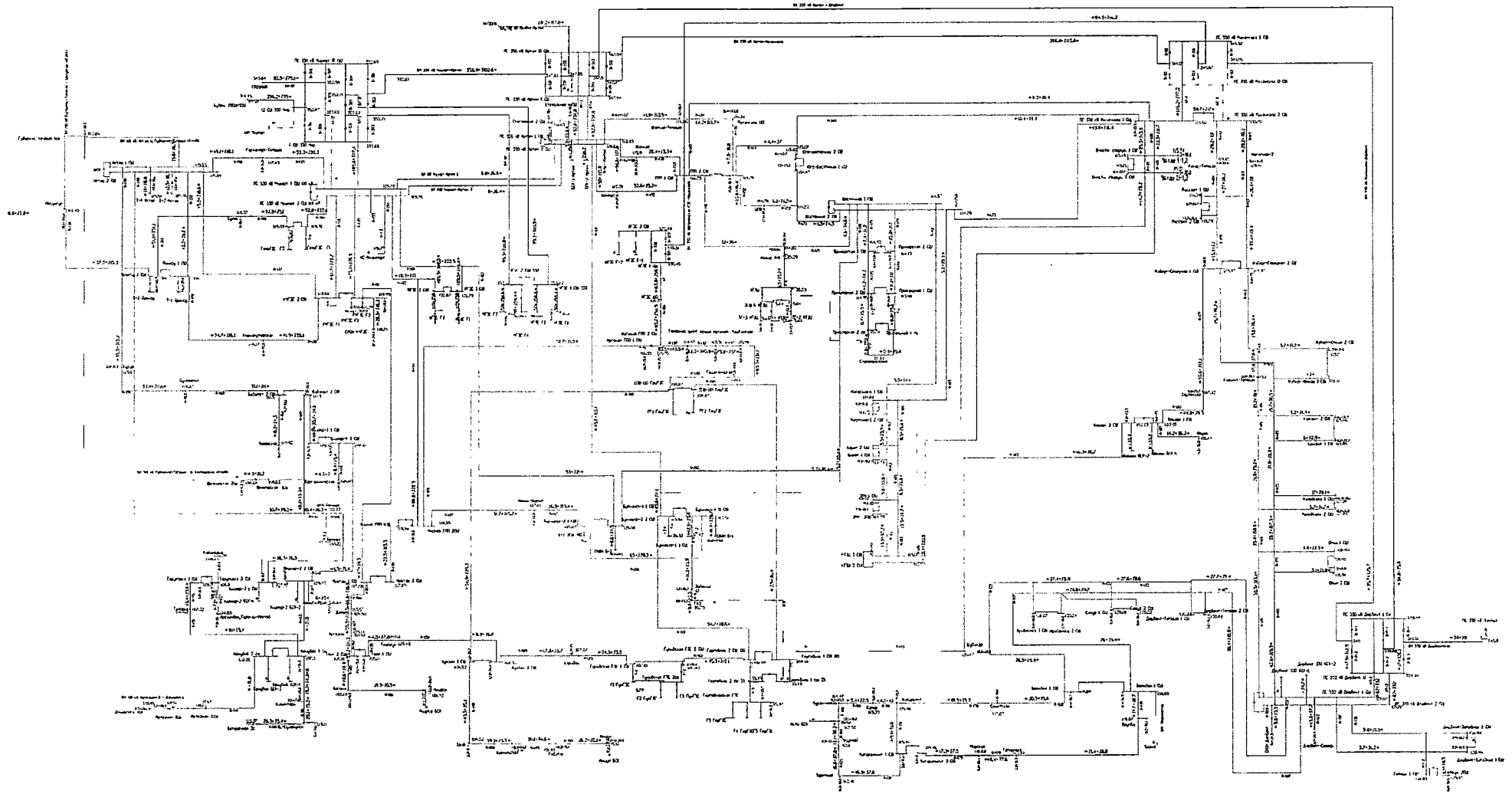


Рисунок 7.15 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

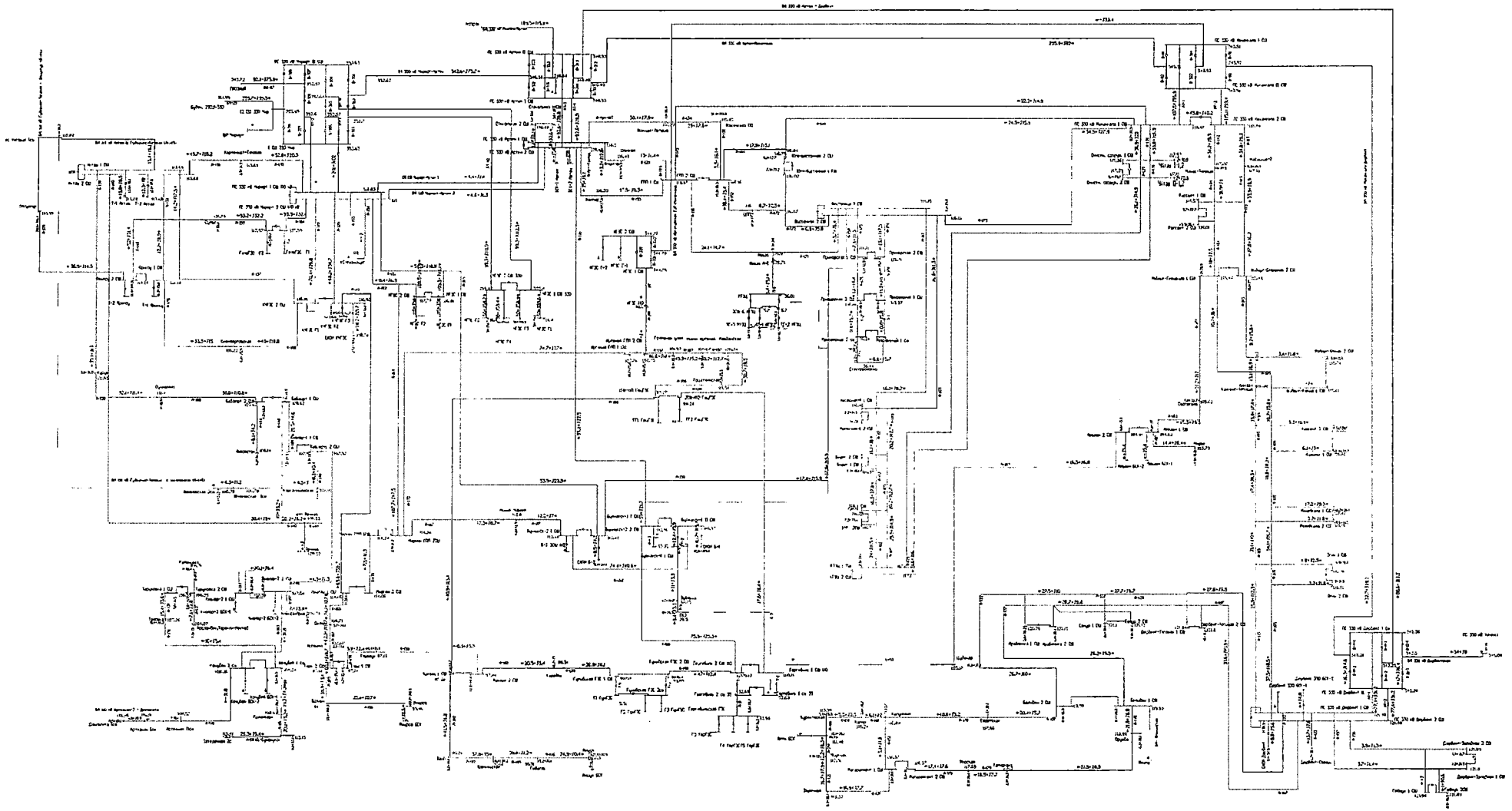


Рисунок 7.16 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

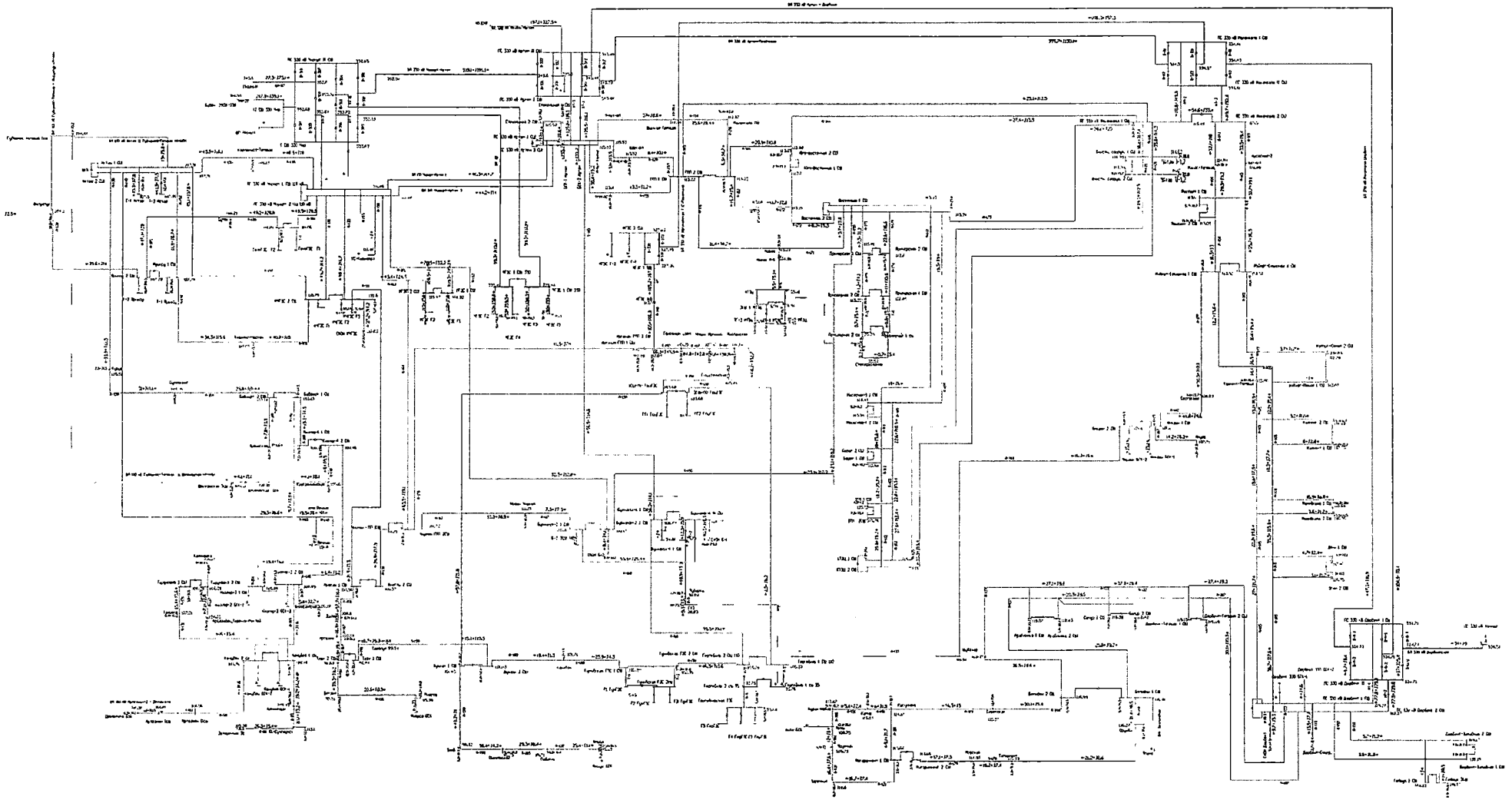


Рисунок 7.17Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

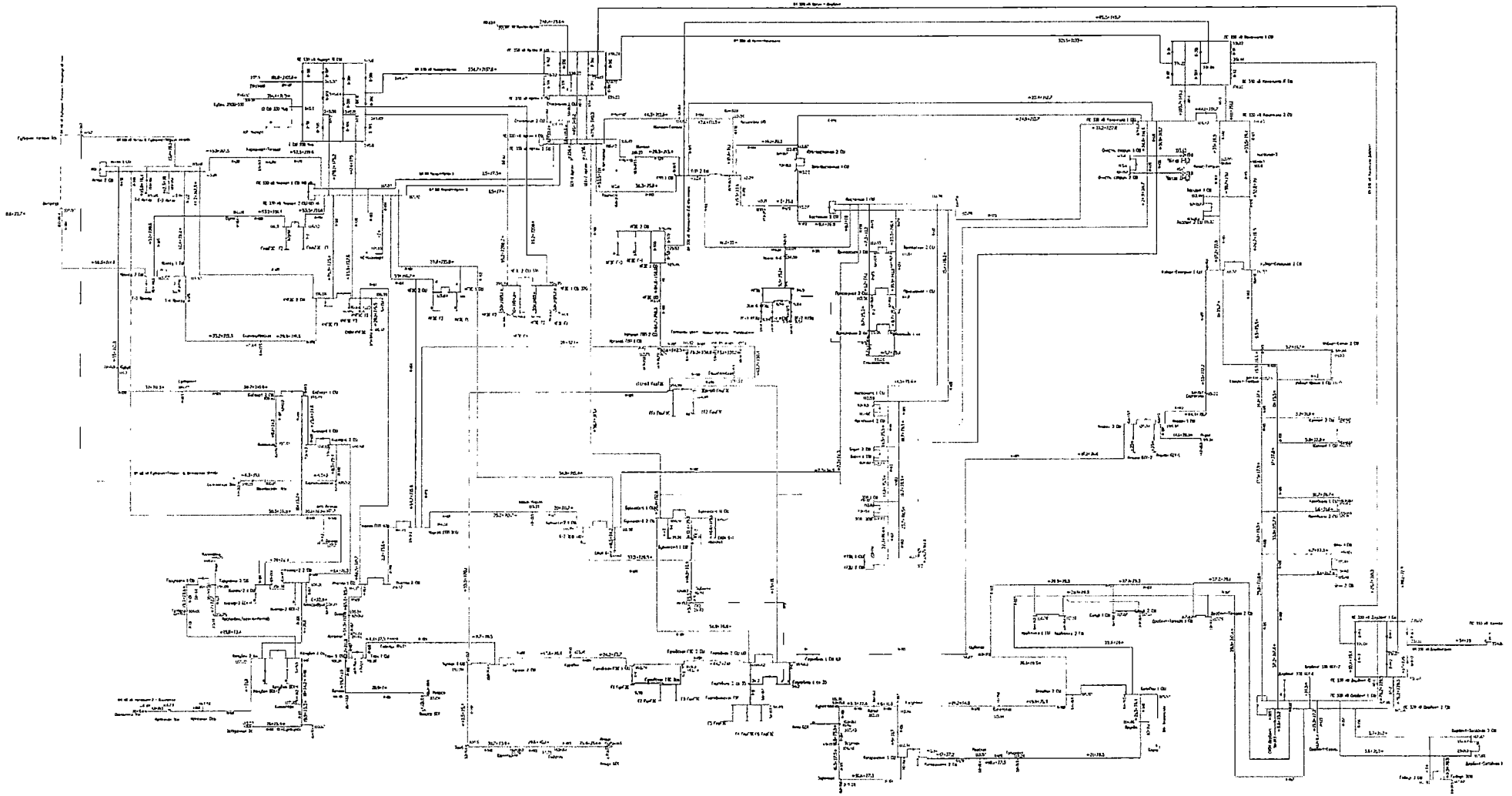


Рисунок 7.18 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал. Нормальный режим.

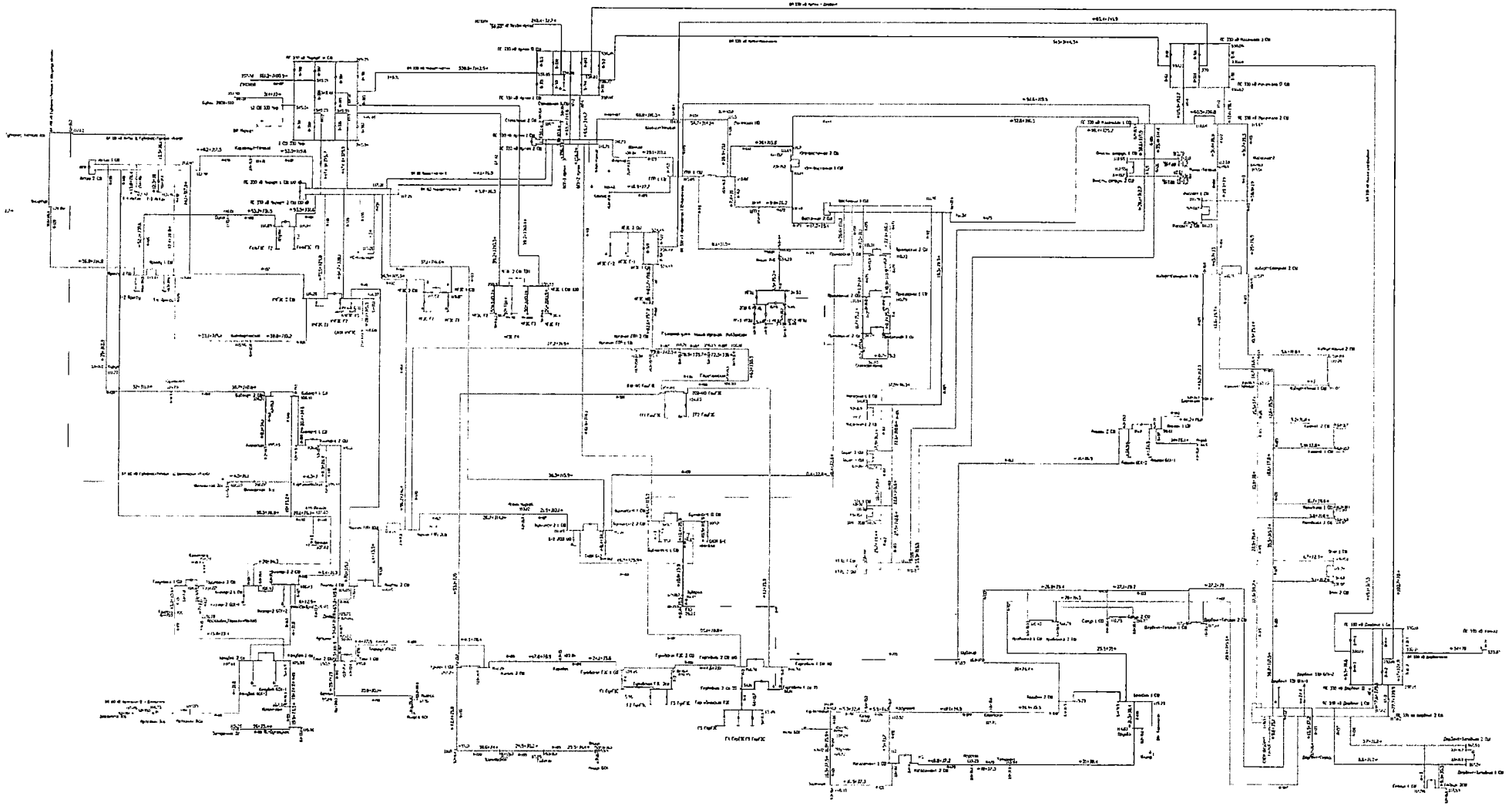


Рисунок 7.19 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Компас в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шалихал.

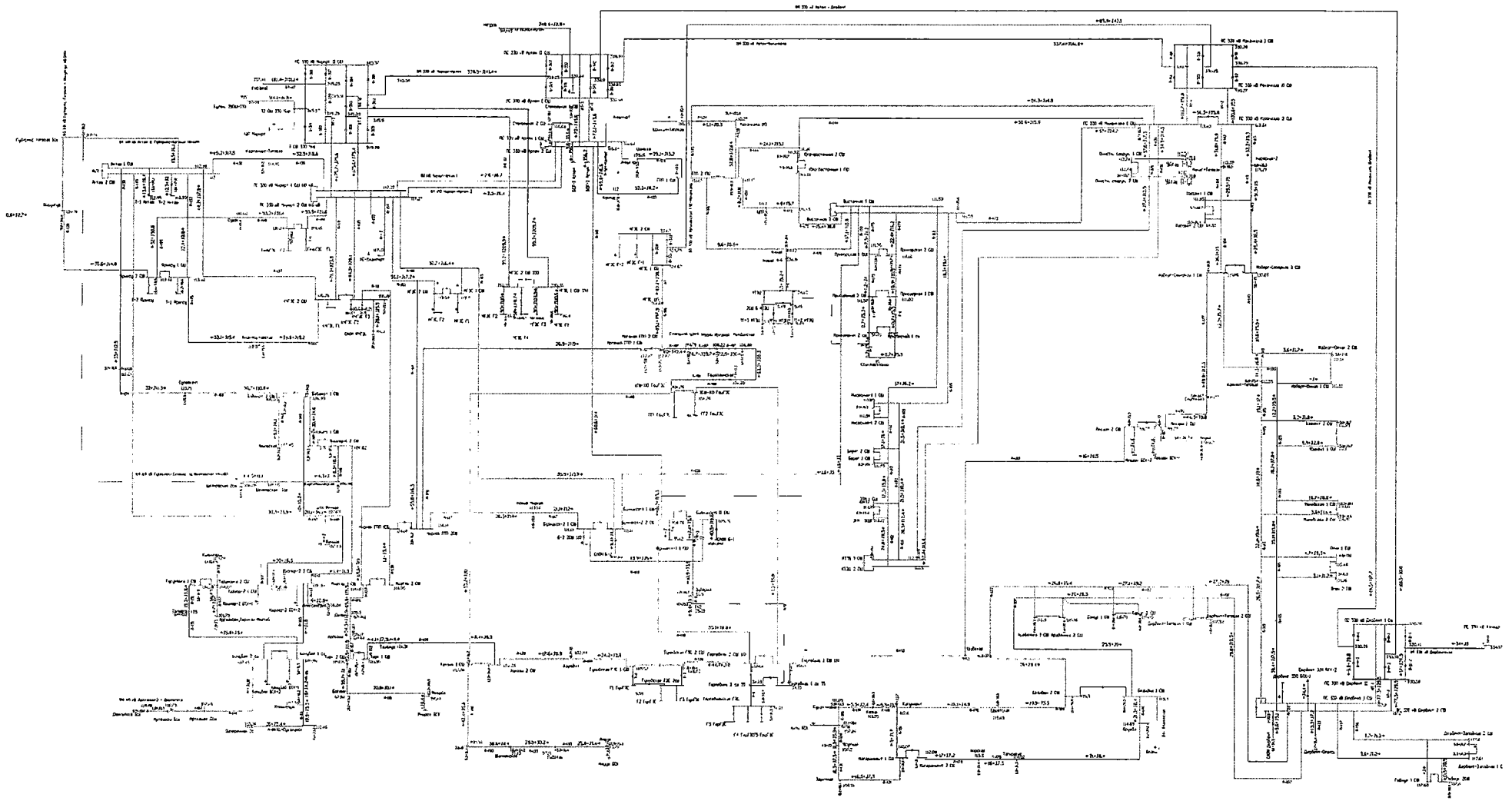


Рисунок 7.20 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

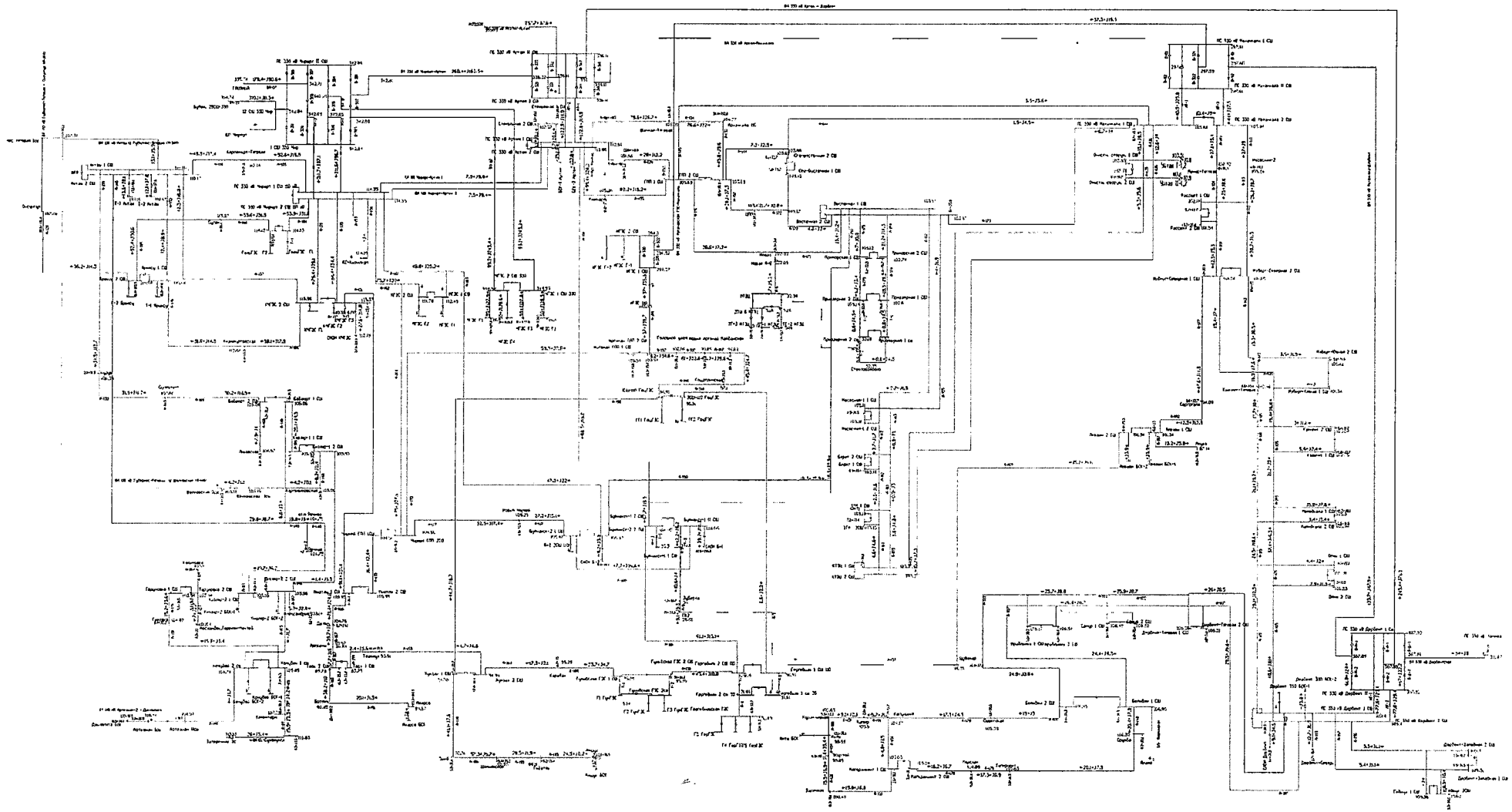


Рисунок 7.21 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

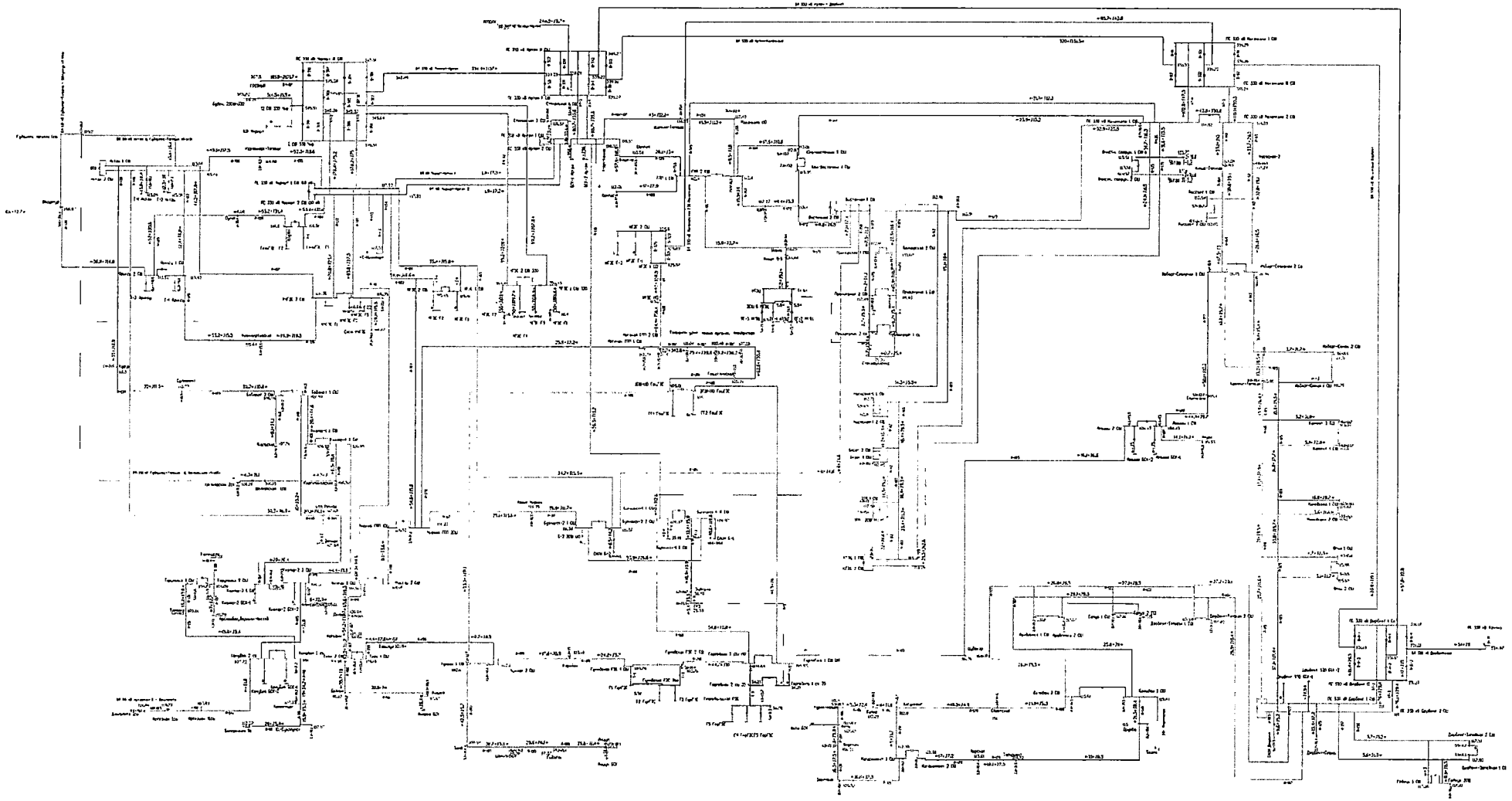


Рисунок 7.22 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас. Нормальный режим.

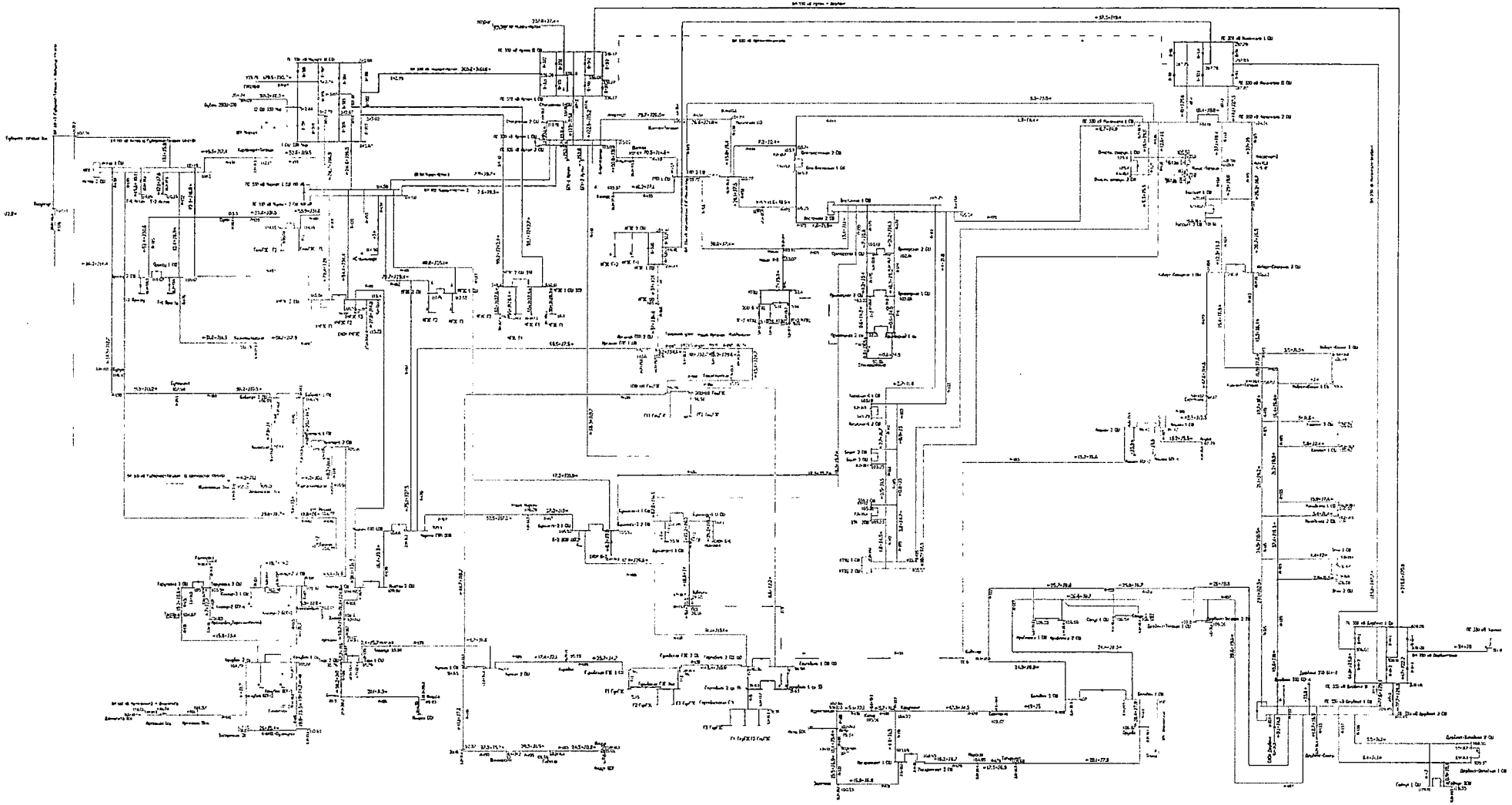


Рисунок 7.23 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас.

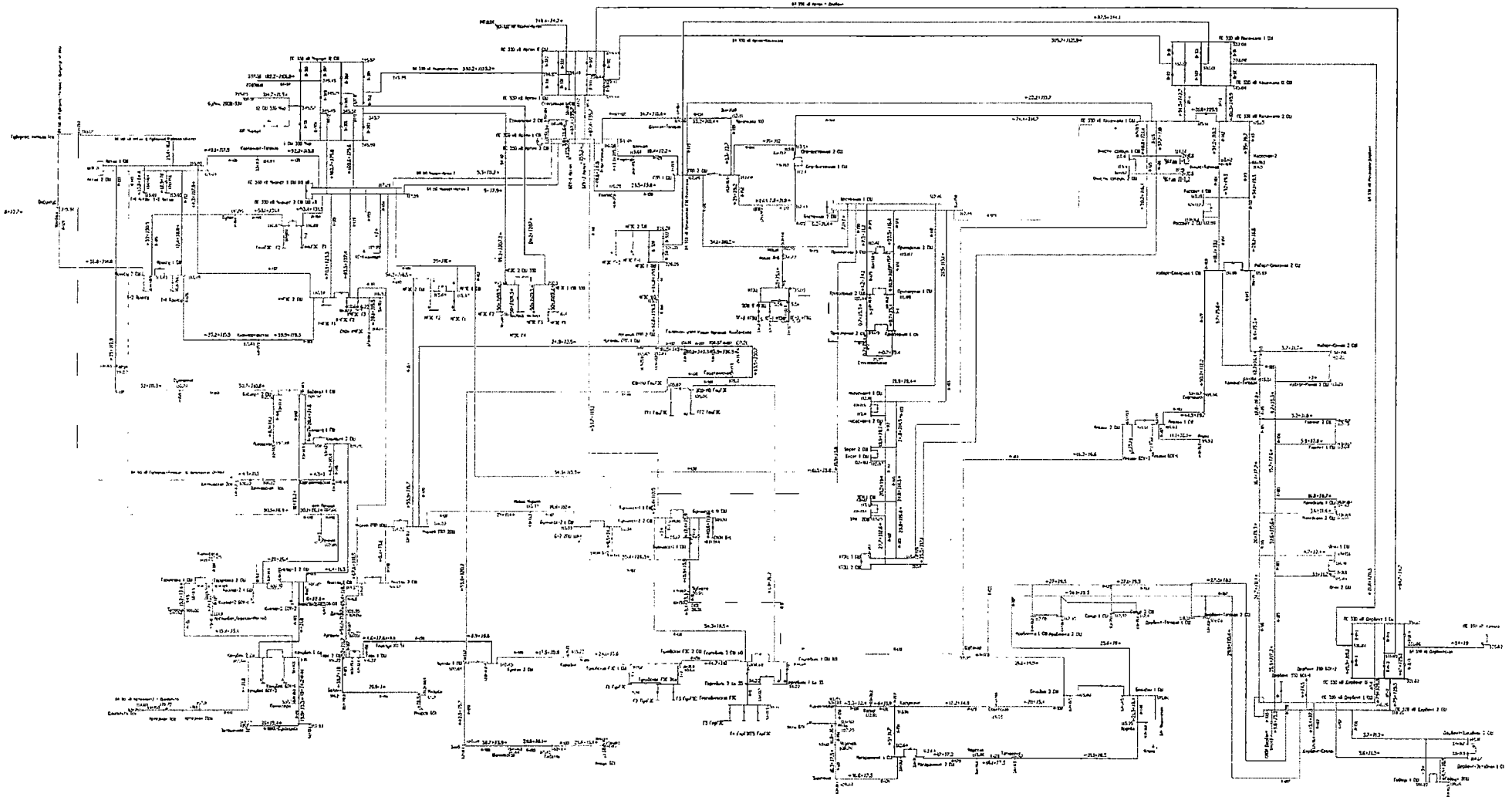


Рисунок 7.24 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173). Нормальный режим.

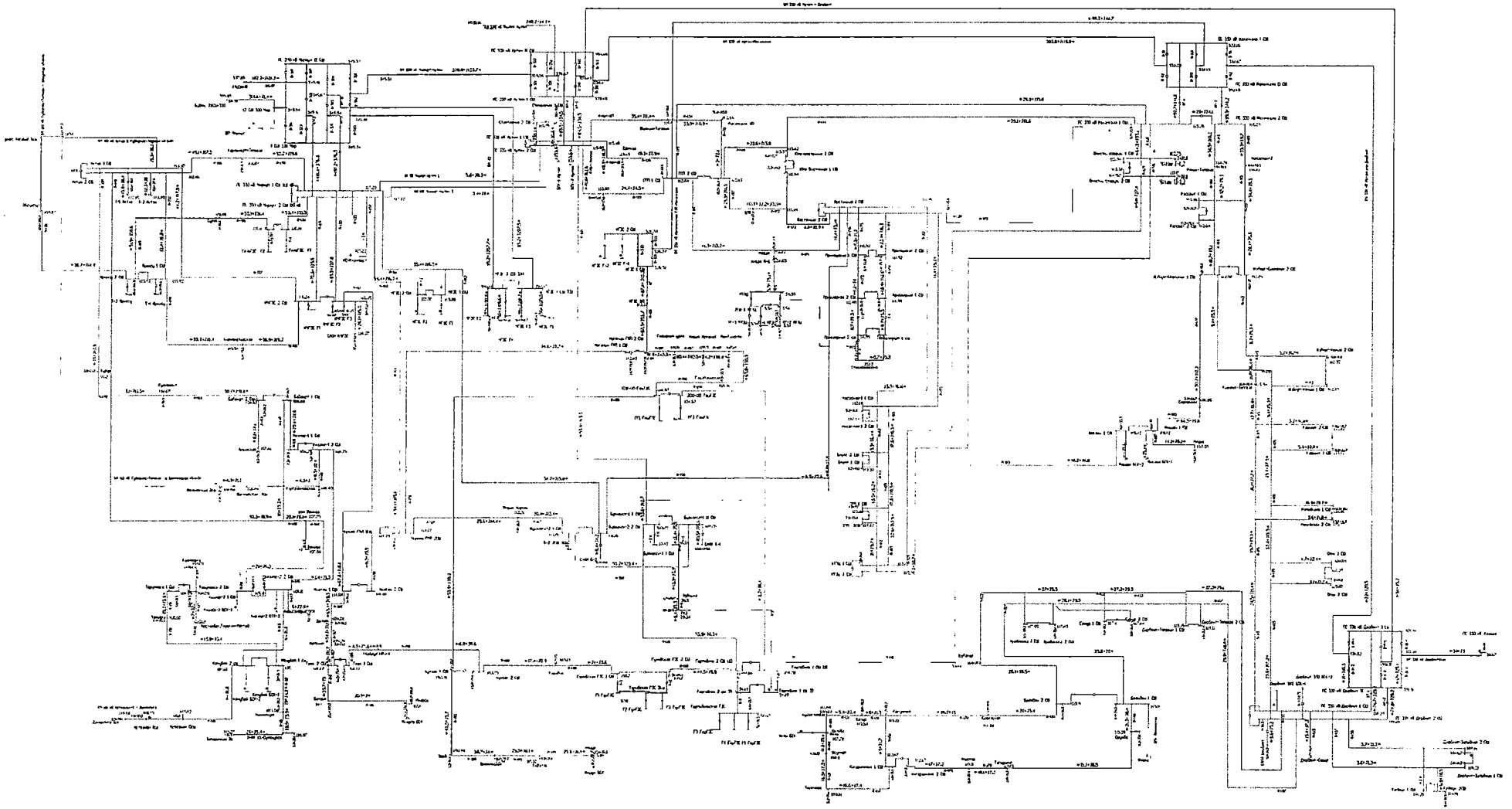


Рисунок 7.25 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

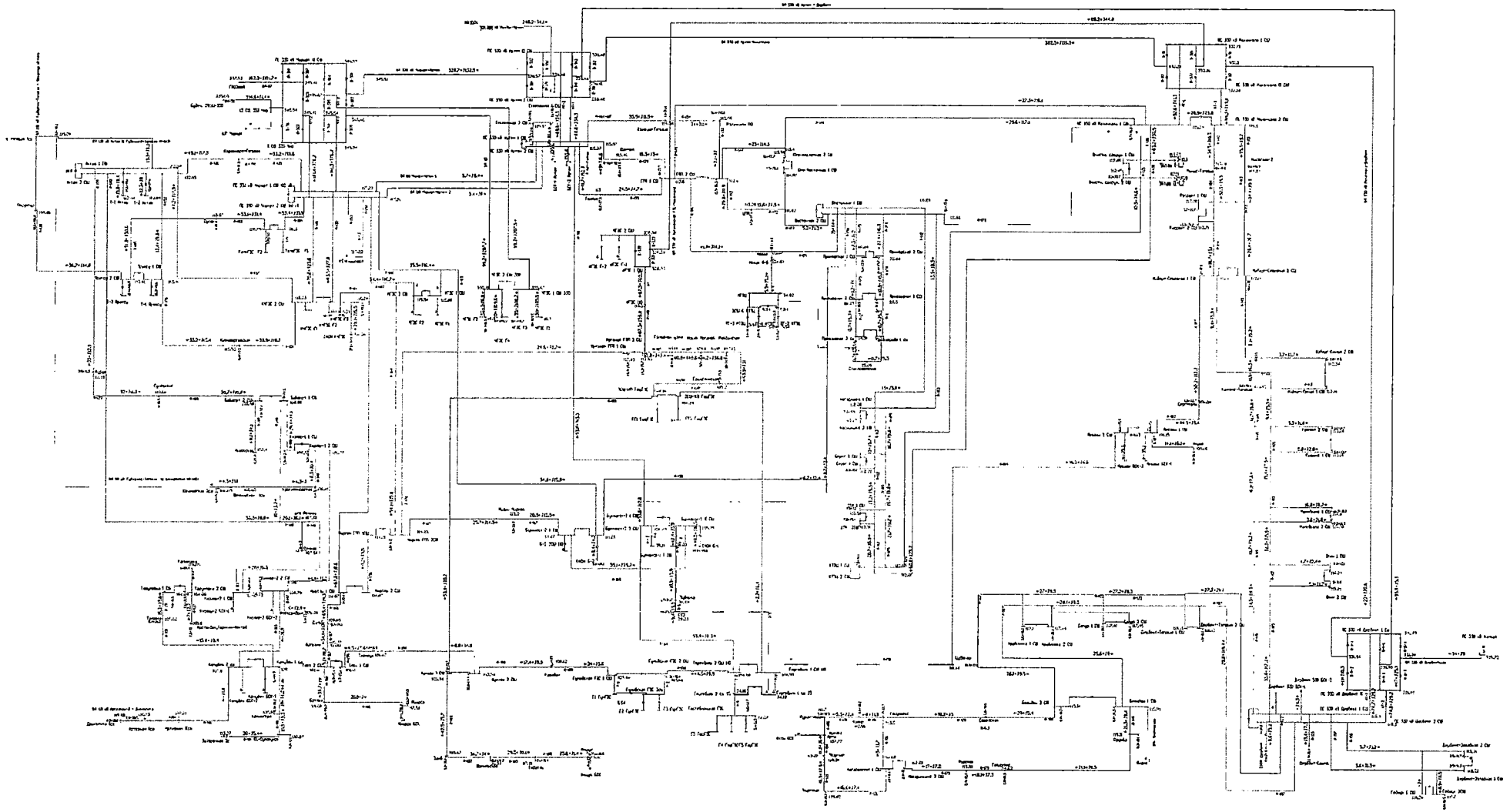


Рисунок 7.26 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

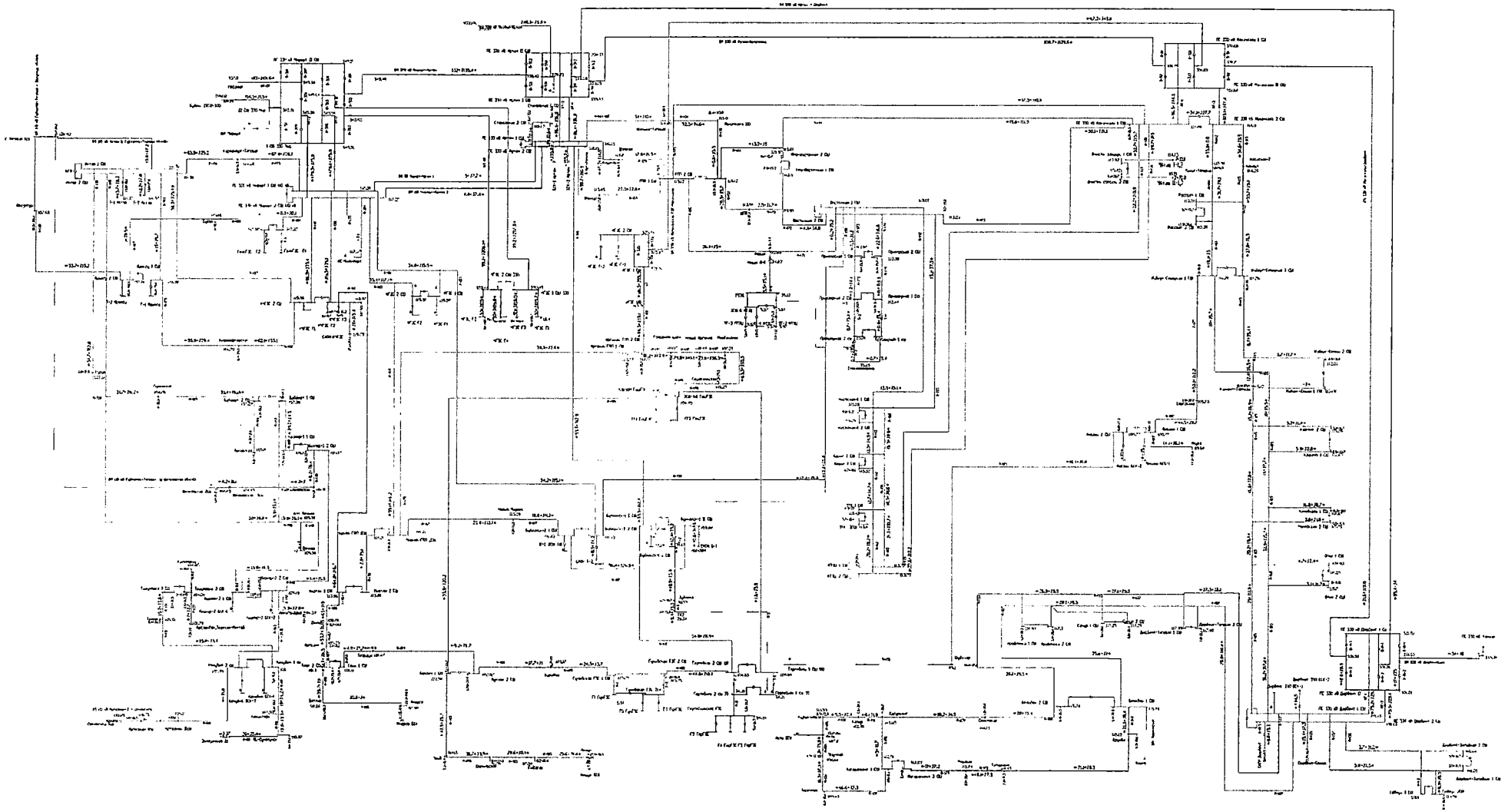


Рисунок 7.27 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199). Нормальный режим.

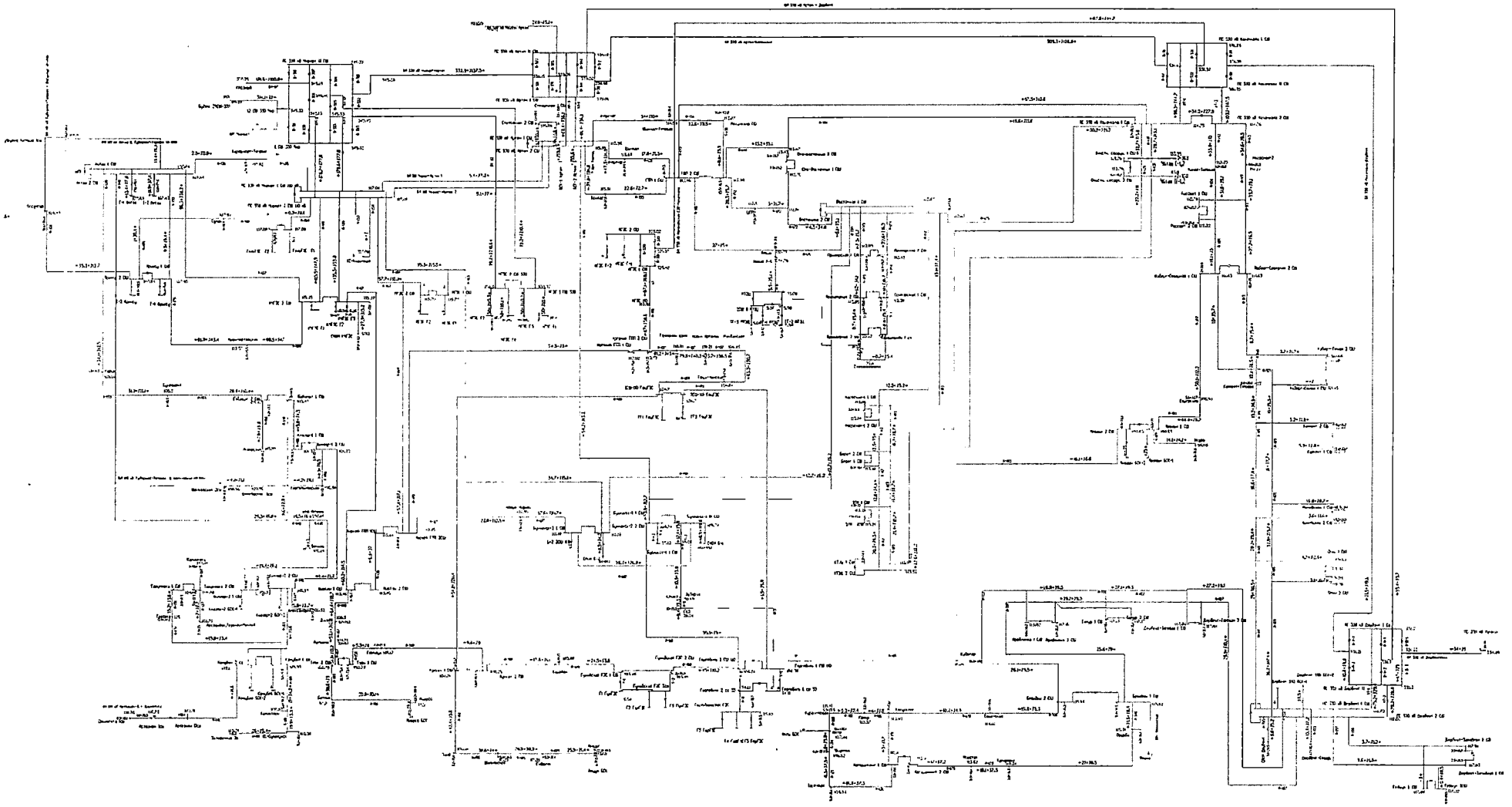


Рисунок 7.28 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

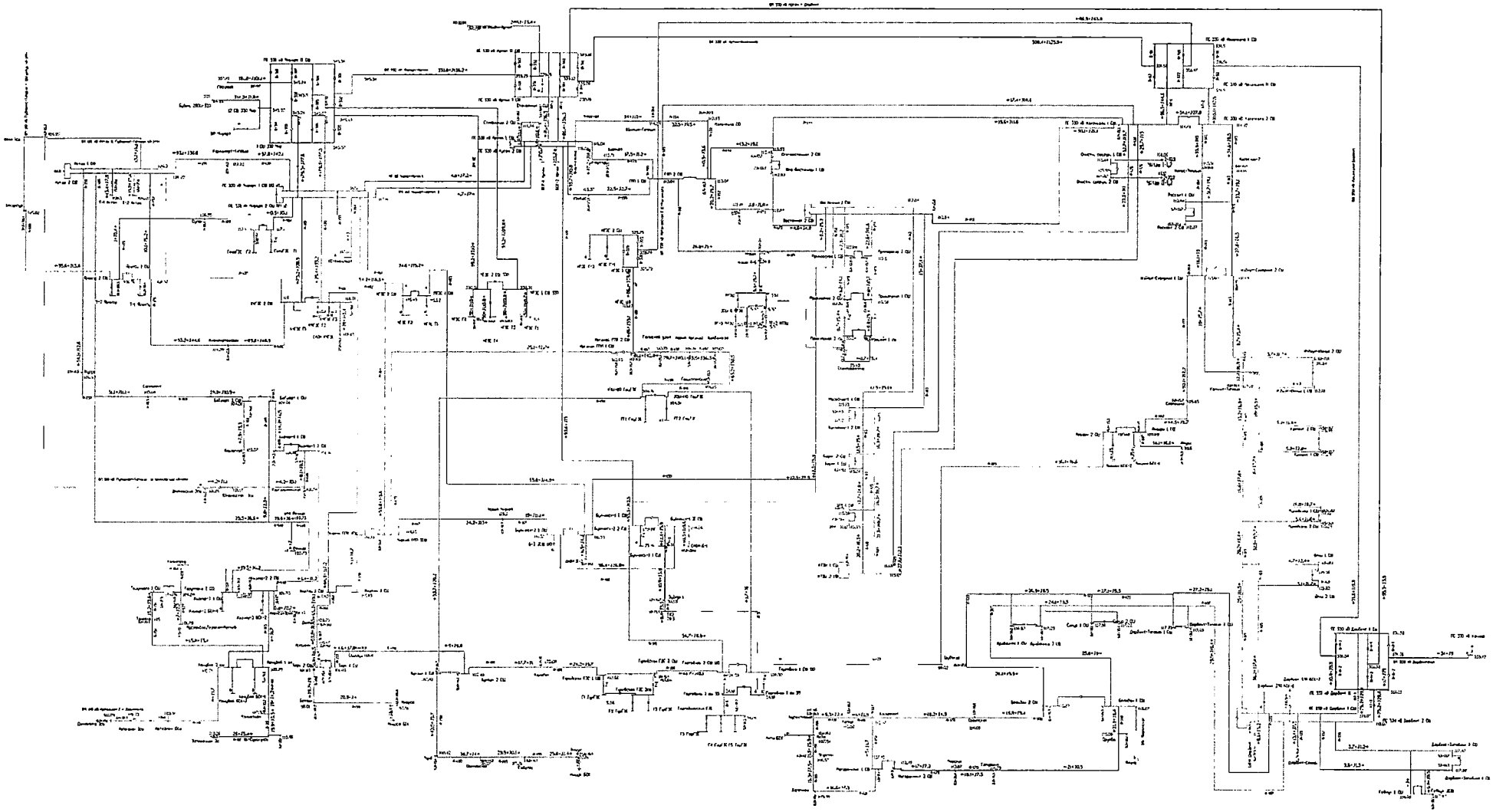


Рисунок 7.29 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

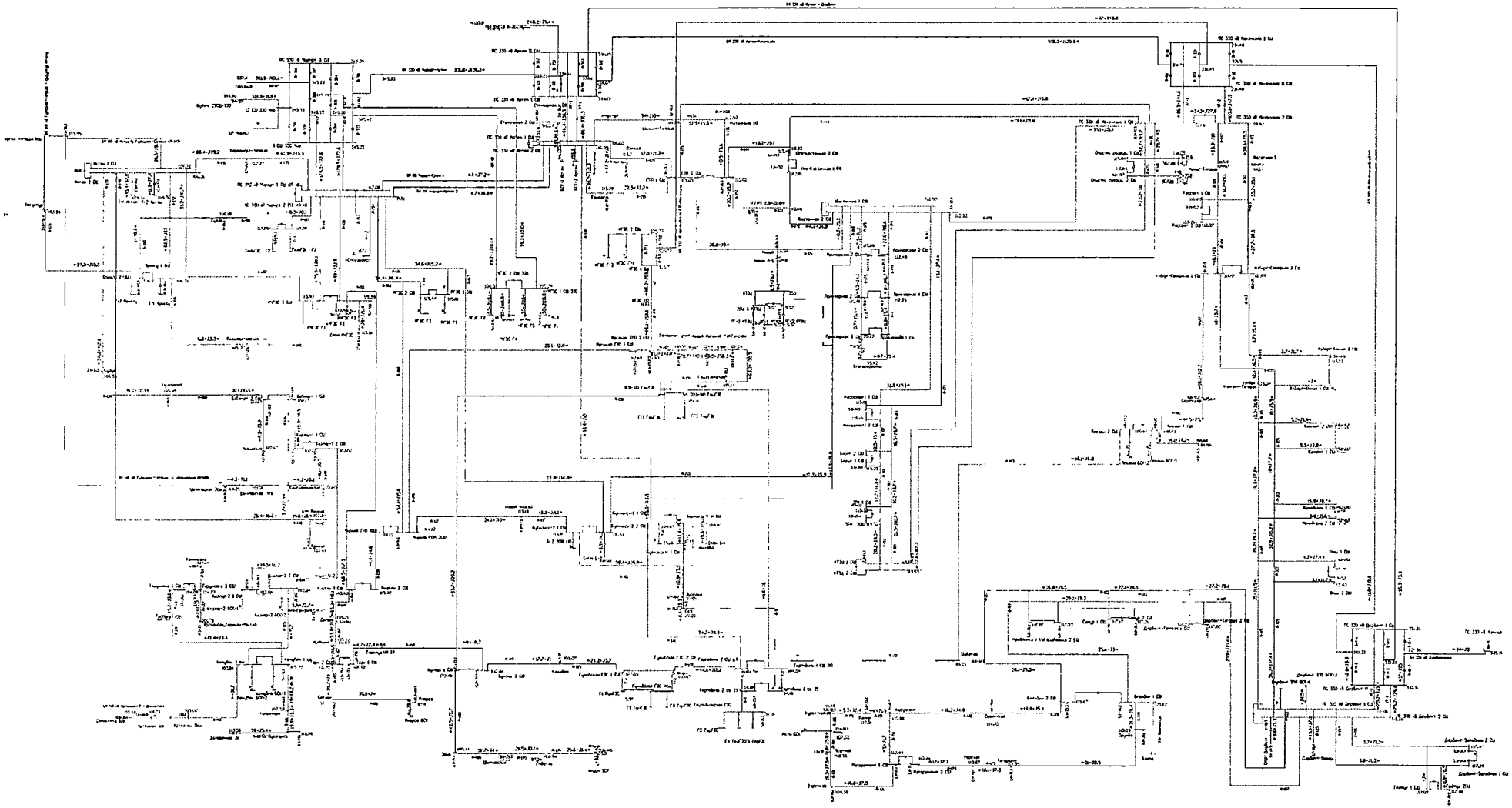


Рисунок 7.30 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

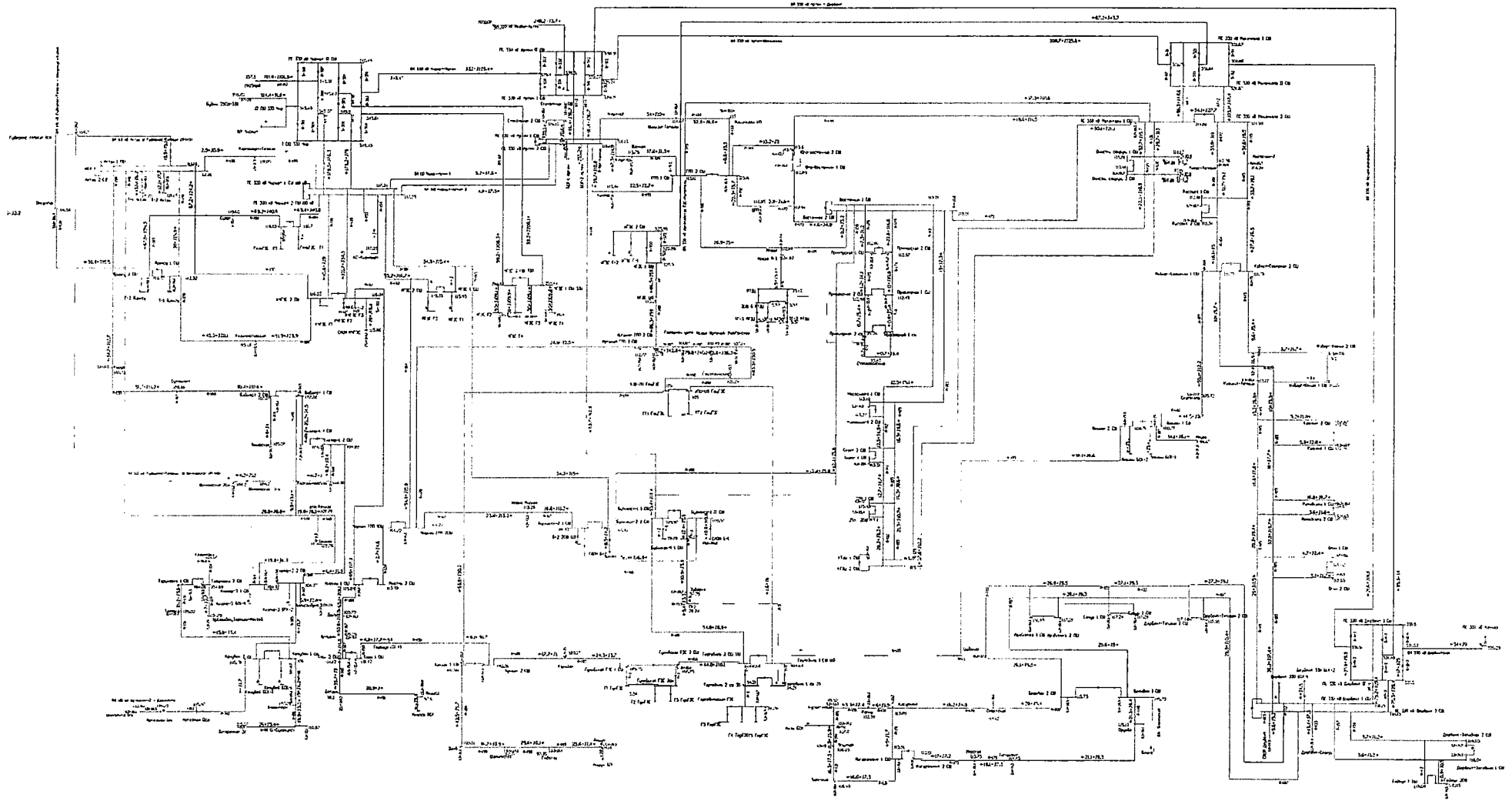


Рисунок 7.31 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Чиркорт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135). Нормальный режим.

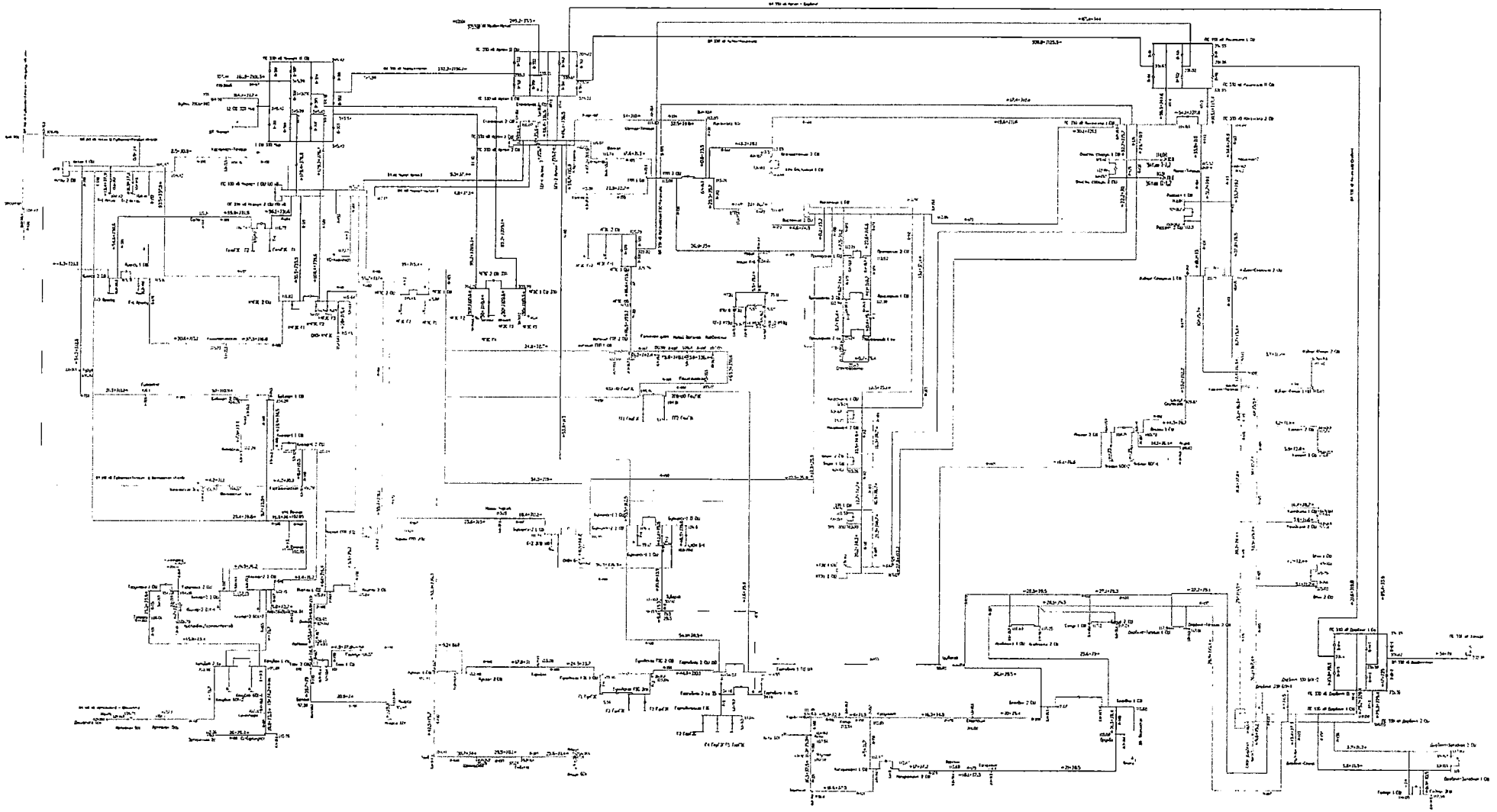


Рисунок 7.32 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

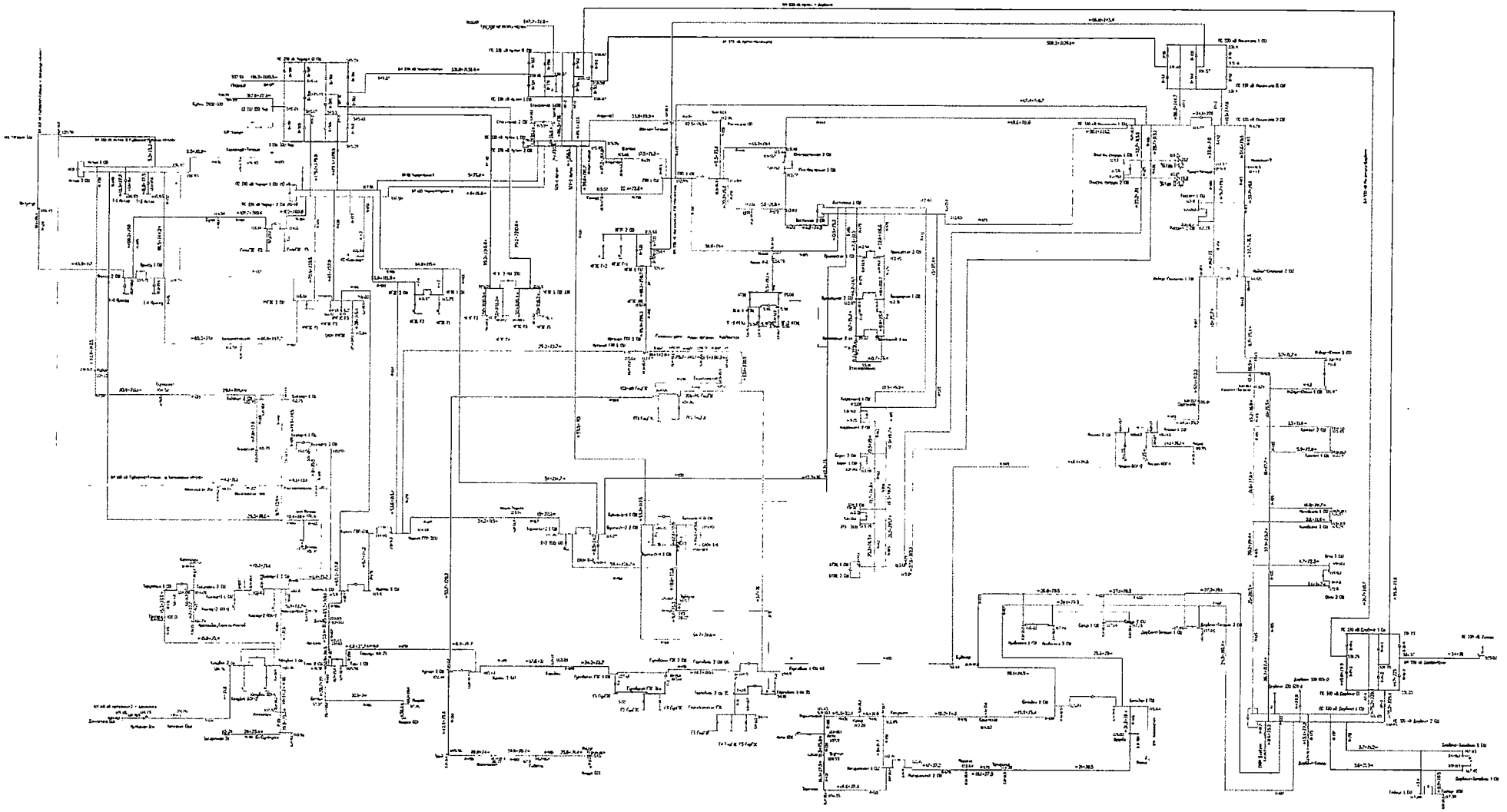


Рисунок 7.33 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

Приложение 8

Базовый вариант.

Летний максимум 2024 года. Температура окружающей среды 35°С. Потребление 1039 МВт.

Нормальная схема

Таблица 8.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-199	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	396 477	396 477	449 541	290 350	233 281	233 281	343 413	343 413	88,6 84,7	
Нормальный режим	403*	409*	448	127	117	104	167	158	104,4	8.1.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	403*	409*	448	0	250**	237**	169	161	97,8	8.2.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108)	403*	409*	448	249	0	15	169	160	100,8	8.3.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107)	403*	409*	448	129	118	105	0	328	101,6	8.4.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)	403*	409*	448	129	118	104	328	0	101,8	8.5.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго)

**-для ликвидации перегруза требуется отключение потребителей на величину до 5 МВт.

Таблица 8.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	ВЛ-110-116	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Уйташ-1	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	449 541	449 541	449 541	343 413	565 752	869 1005	88,6 84,7	
Аварийное откл. 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала	640*	619*	500*	445*	659**	897	94,5	8.6.

*-перегруз ликвидируется загрузкой Г-1 Миатлинской ГЭС с выделением на ПС 110 кВ Восточная и отключением части потребителей на величину до 82 МВт.

**-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС.

Таблица 8.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-139	ВЛ 110 кВ Куруш-Сулевкент	ВЛ-110-169	ВЛ-110-109	ВЛ-110-146	ВЛ-110-140	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Александрия	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	449 541	537 647	396 477	290 350	343 413	396 477	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139)	0	29	38	168	22	511*	91,2	8.7.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	514*	487	479*	349*	156	0	88,2*	8.8.

*-перегрузы и недопустимые снижения напряжений ликвидируются переводом потребителей на соседние энергосистемы (Калмэнерго, Ставропольэнерго)

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 8.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	869 1155	869 1155	449 541	449 541	449 541	565 752	869 1005	343 413	343 413	88,6 84,7	
Нормальный режим	1307*	483	391	339	289	401	765	244	186	95,8	8.9.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	0	482	688**	675**	541**	608***	854	243	185	109,5	8.10.
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент	850	967****	407	356	302	356	705	244	186	110,4	8.11.
Аварийное откл. АТ на ПС 330 кВ Ирганайской ГЭС	869	480	400	349	296	372	736	242	185	109,6	8.12.

*- перегруз в ремонтной схеме ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная, разгрузкой Ирганайской ГЭС, разрывом транзита 110 кВ между ПС 330 кВ Махачкала и ПС 330 кВ Дербент, переключением анцапф РПН АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала в 11-е положение.

**-перегруз ликвидируется отключением потребителей на величину до 110 МВт.

***-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС.

****-перегруз ликвидируется переводом потребителей на соседние энергосистемы (Азерэнержи). При невозможности перевода перегруз допустим на 24 часа.

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 8.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	ВЛ-110-188	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	565 752	625 720	625 753	869 1005	449 541	449 541	88,6 84,7	
Нормальный режим	406	308	308	1082*	53	50	98,8	8.13.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем	472	256	256	920*	133	125	100,1	8.14.
Аварийное откл. АТ-2(АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	423	277	277	913*	120	113	99,9	8.15.
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	366	0	0	922	77	73	100,1	8.16.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт	509	352	352	0	117	112	93,8	8.17.

*-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал

Таблица 8.6

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	449 541	449 541	
Нормальный режим	355	300	8.18.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Компас	0	406	8.19.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	465*	0	8.20.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	412	342	8.21.

*- перегруз в ремонтной схеме ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Компас

Таблица 8.7

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	449 541	449 541	
Нормальный режим	390	289	8.22.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	467*	354	8.23.

*-перегруз ликвидируется загрузкой Ирганайской ГЭС

Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173)

Таблица 8.8

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-125	ВЛ-110-126	ВЛ-110-144	ВЛ-110-145	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	343 400	297 357	371 447	371 447	
Нормальный режим	330	297	236	221	8.24.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126)	519*	0	271	256	8.25.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125)	0	505**	278	263	8.26.

*- перегруз ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная, разгрузкой Ирганайской ГЭС, переключением анцапф РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала, переключением анцапф РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Артем, включением БСК-1 и БСК-2 ПС 330 кВ Артем и отключением потребителей объемом до 10 МВт

**- перегруз ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная, разгрузкой Ирганайской ГЭС, переключением анцапф РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала, переключением анцапф РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Артем, включением БСК-1 и БСК-2 ПС 330 кВ Артем и отключением потребителей объемом до 21 МВт

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 8.9

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	396 477	396 477	449 541	449 541	88,6 84,7	
Нормальный режим	498*	498*	529*	118	98,9	8.27.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)	0	585**	513**	158	98,5	8.28.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	560**	0	536**	181	98,7	8.29.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	525**	573**	0	358	99,1	8.30.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго)

**-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго) и отключением потребителей до 13 МВт.

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 8.10

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	396 477	449 541	449 541	449 541	537 647	88,6 84,7	
Нормальный режим	553*	438	295	536*	536	98,5	8.31.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	703**	149	0	206	206	97,4	8.32.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	0	502**	702**	558**	558**	97,7	8.33.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго)

**-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго) и отключением потребителей до 20 МВт.

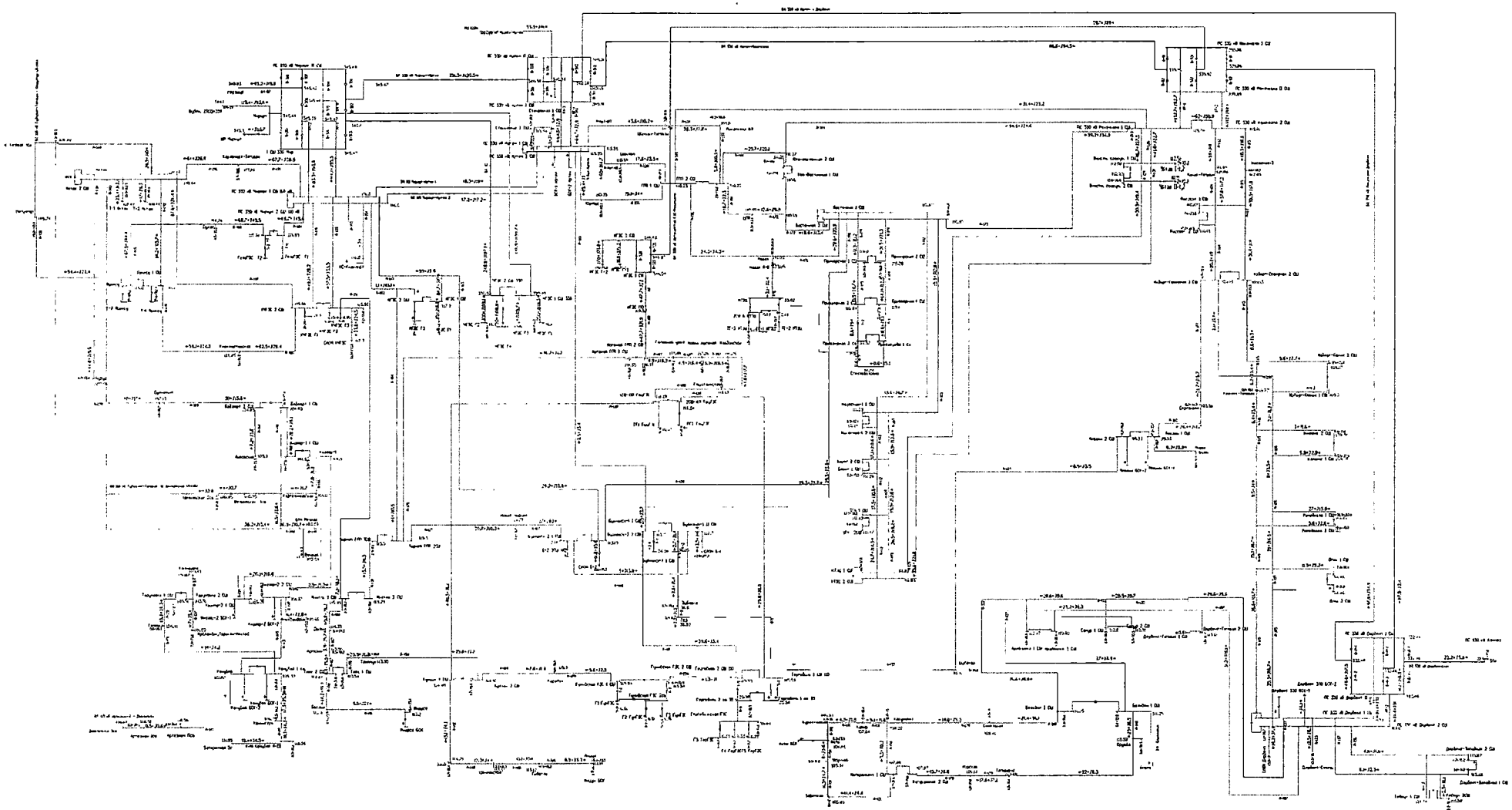


Рисунок 8.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Нормальная схема. Нормальный режим.

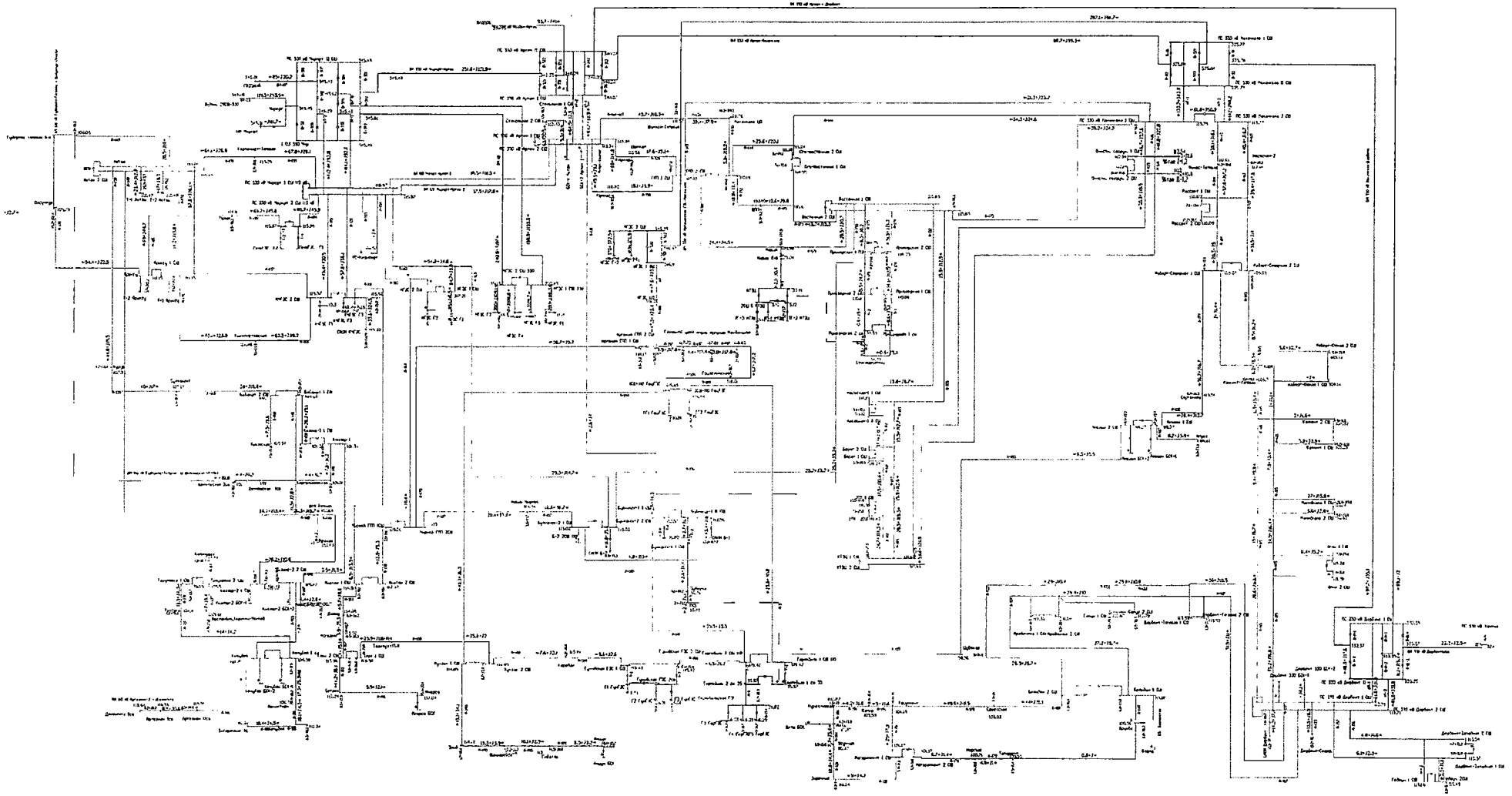


Рисунок 8.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

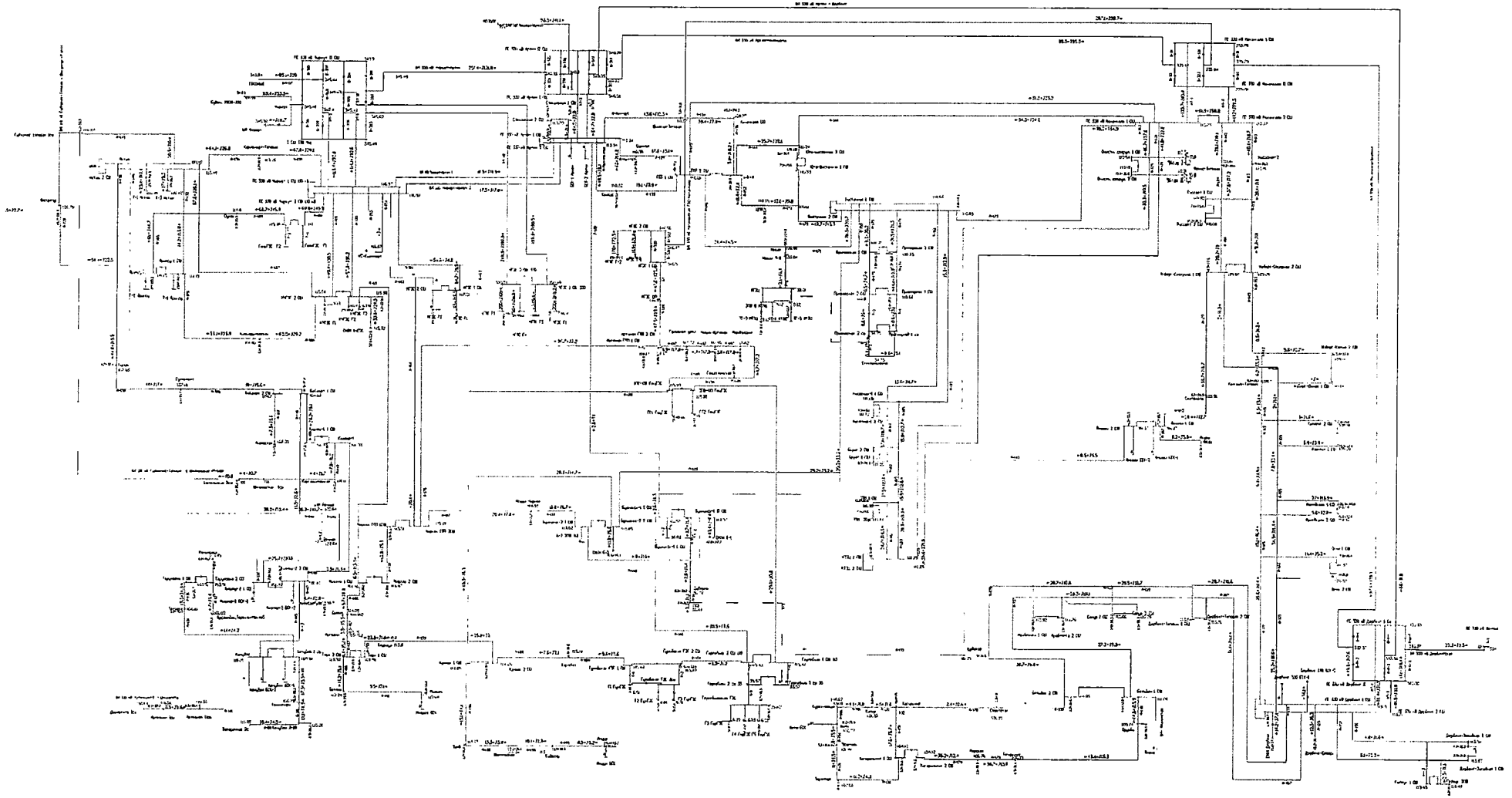


Рисунок 8.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) в нормальной схеме.

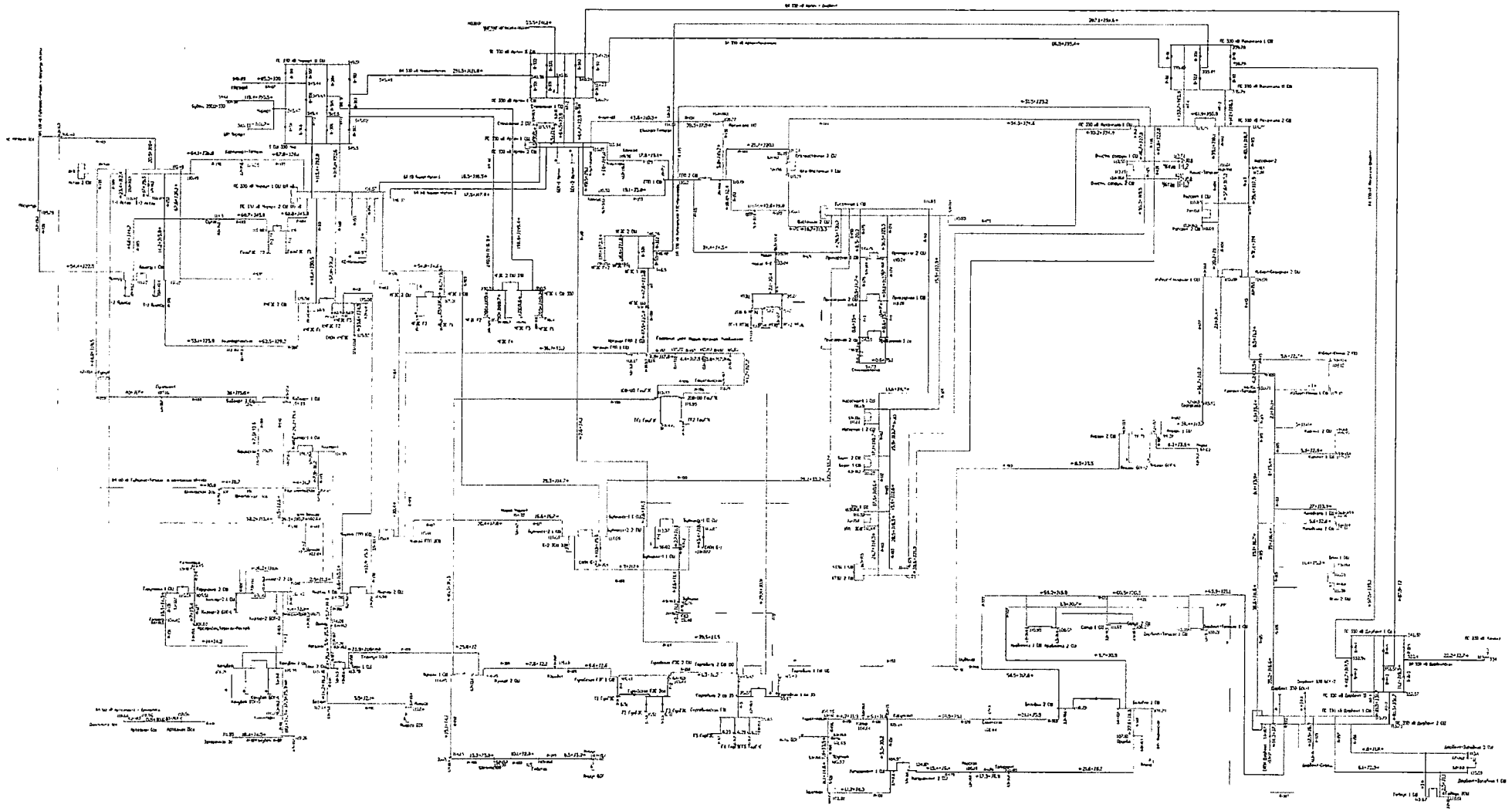


Рисунок 8.4 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) в нормальной схеме.

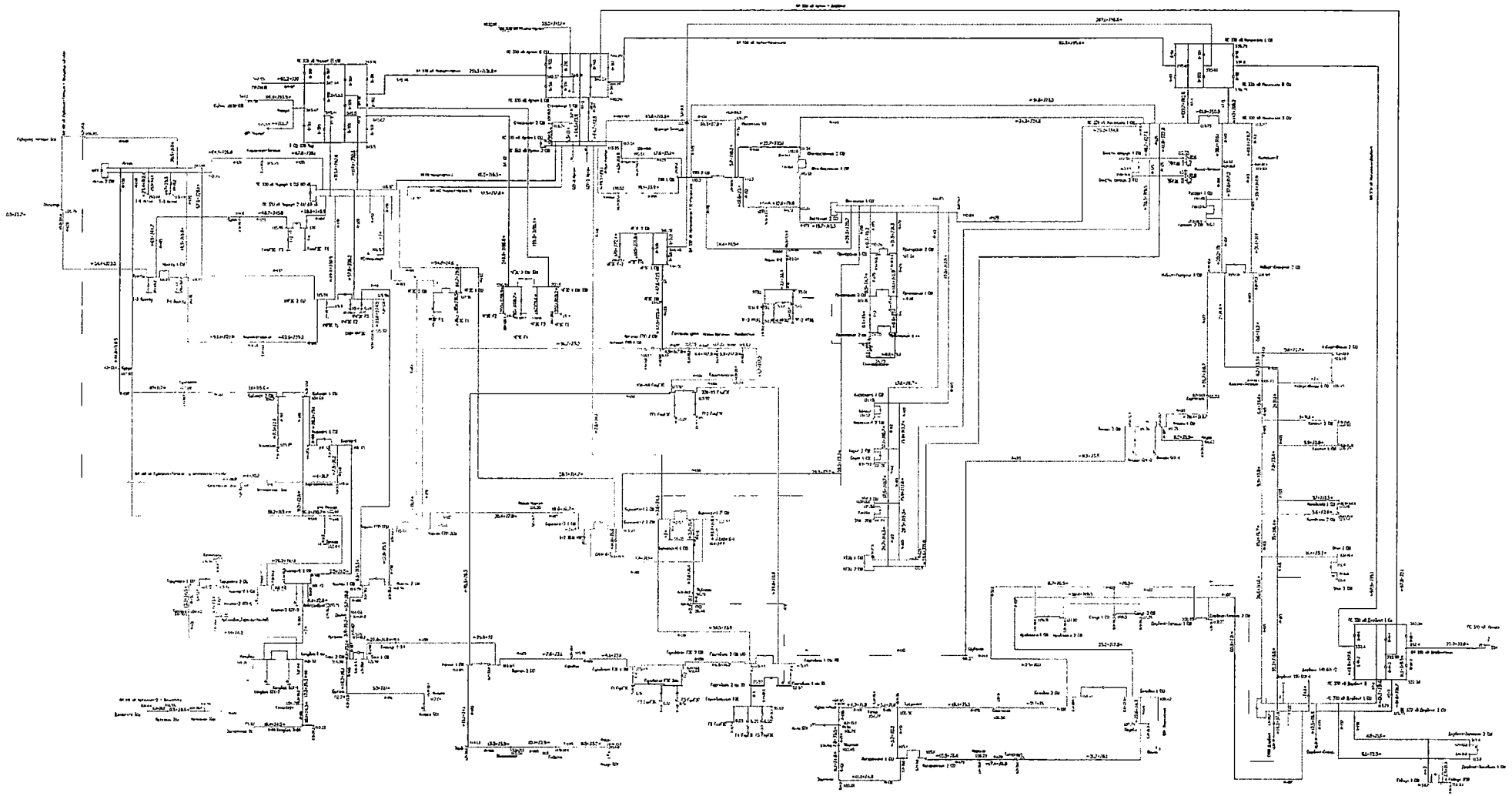


Рисунок 8.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) в нормальной схеме.

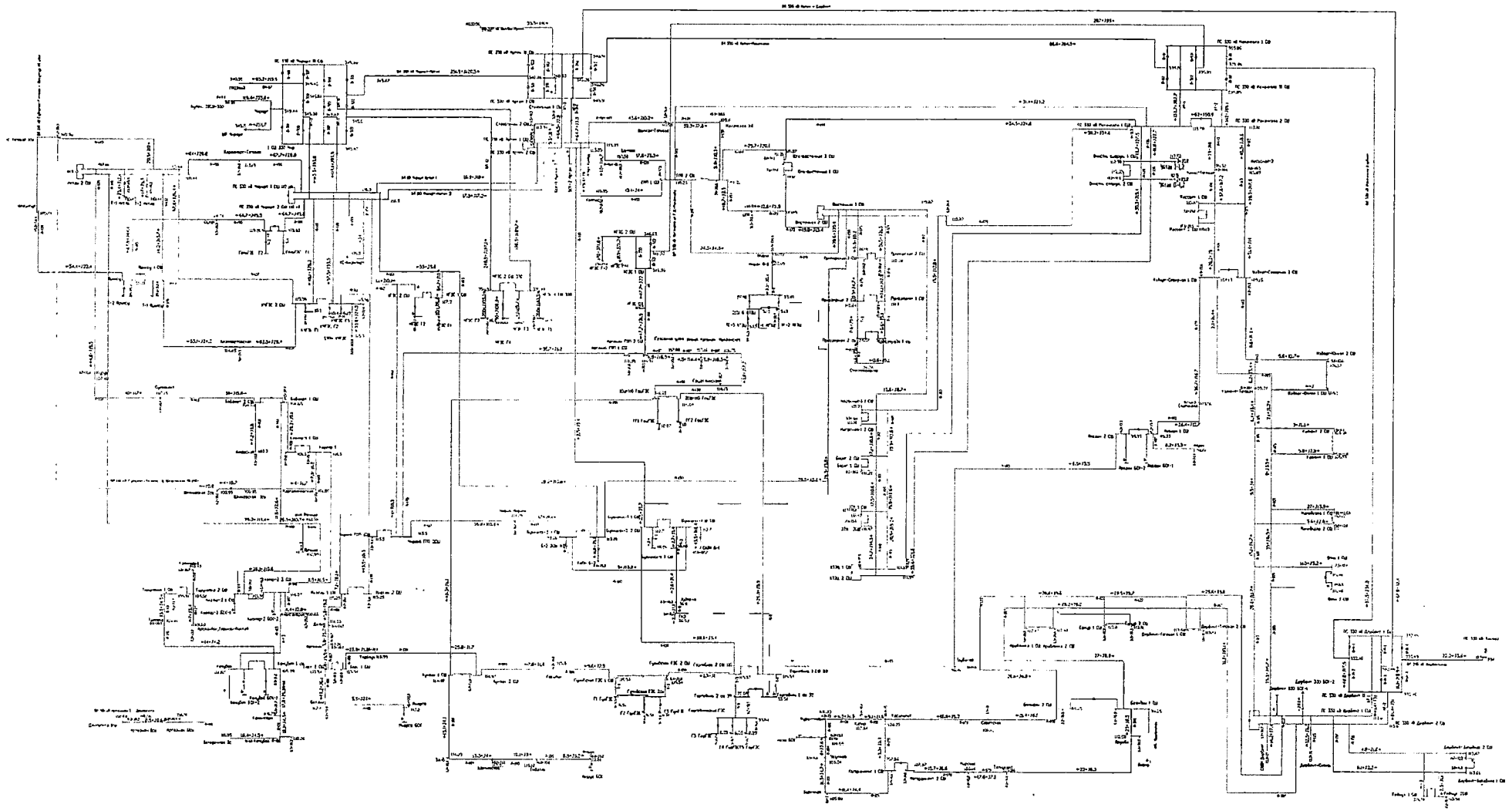


Рисунок 8.6 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме.

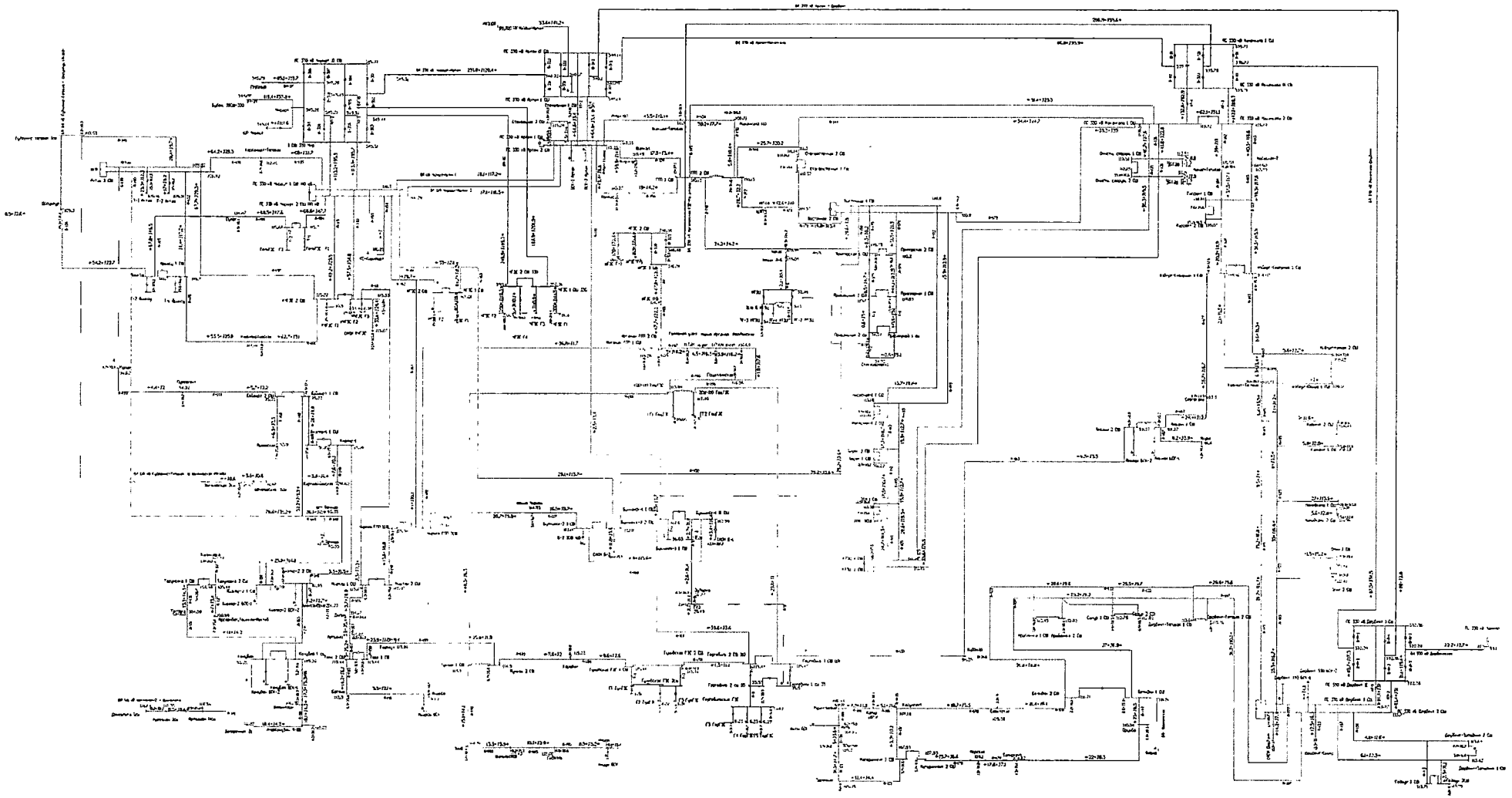


Рисунок 8.7 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139) в нормальной схеме.

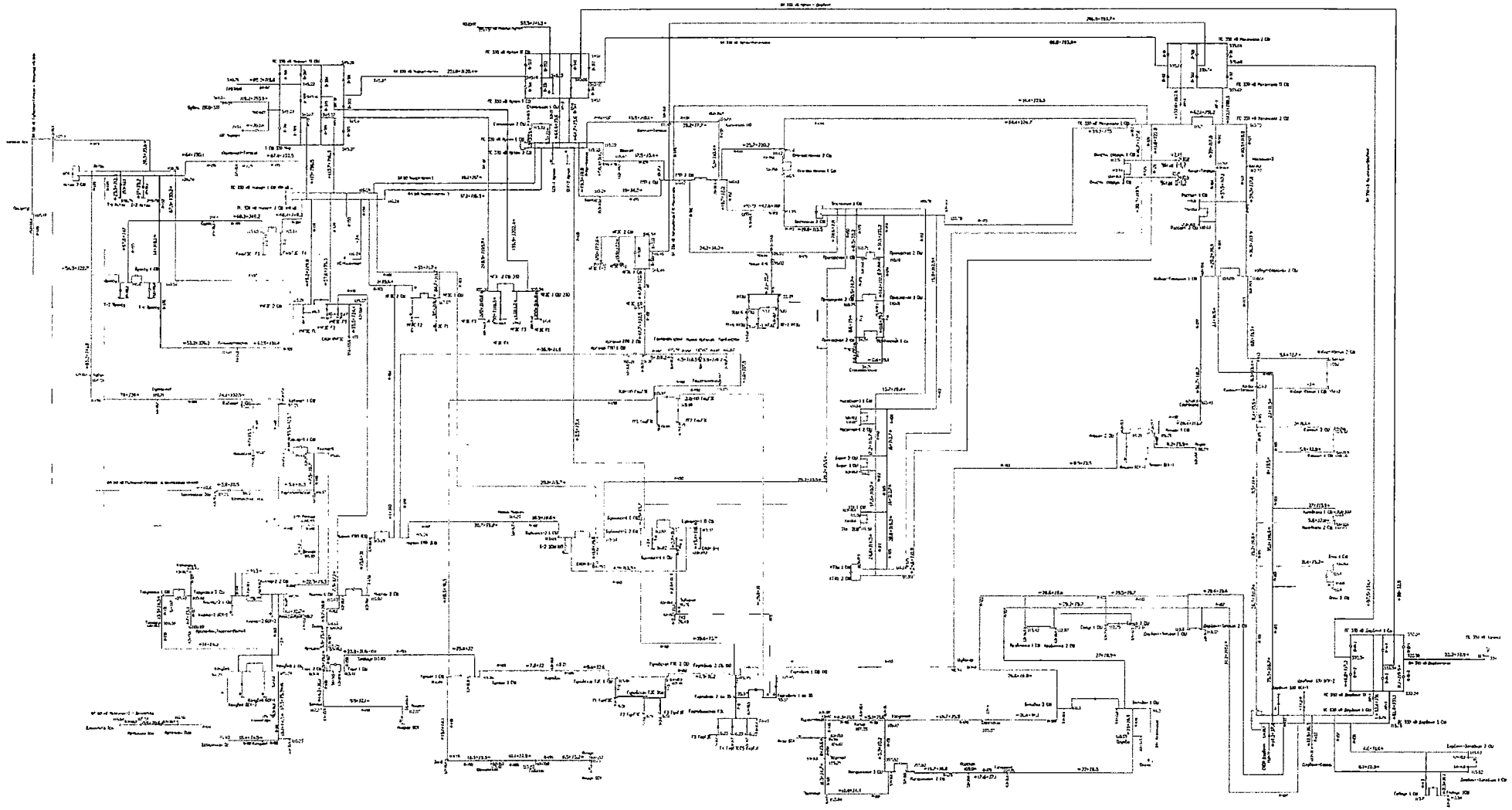


Рисунок 8.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) в нормальной схеме.

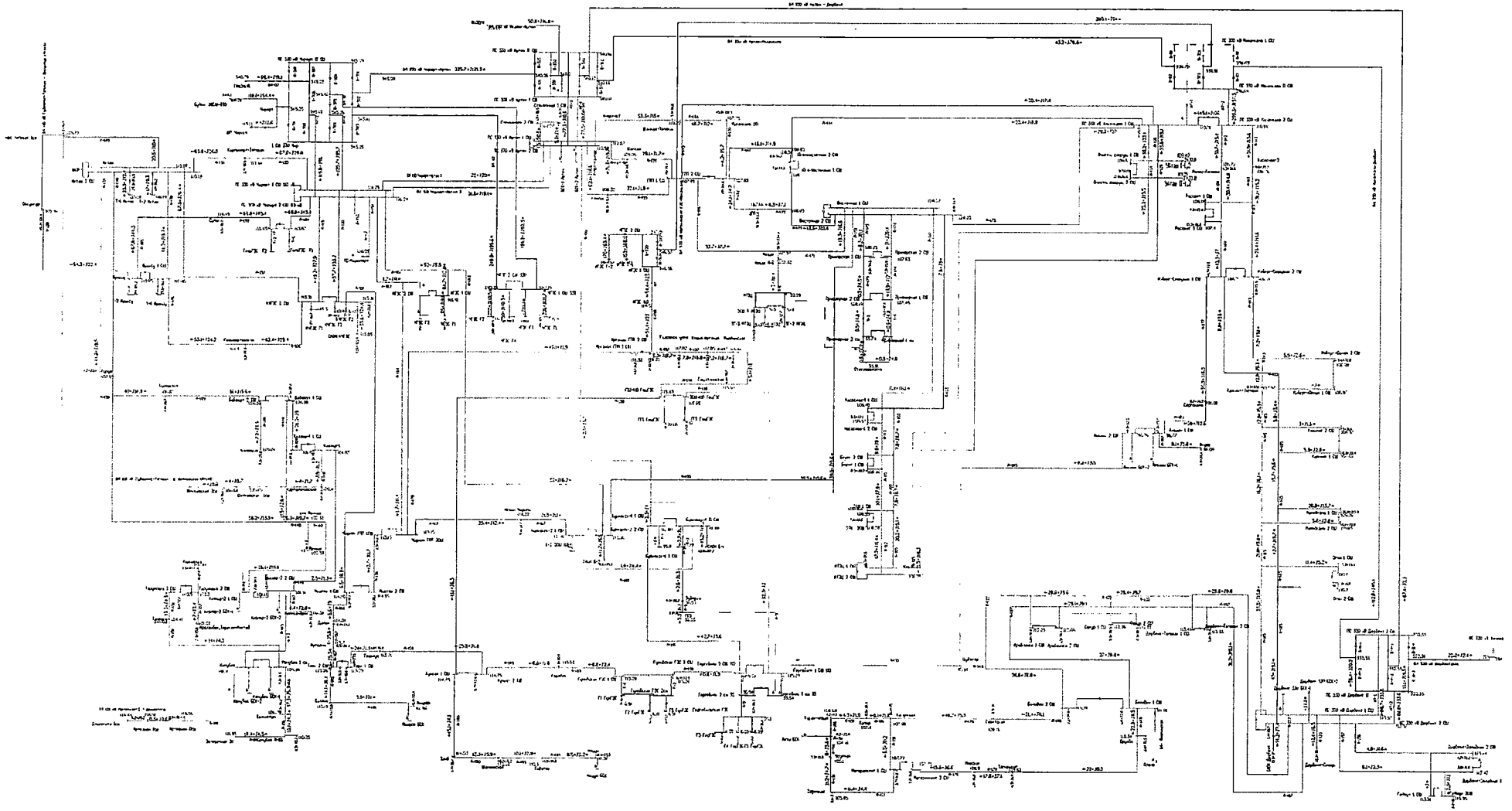


Рисунок 8.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

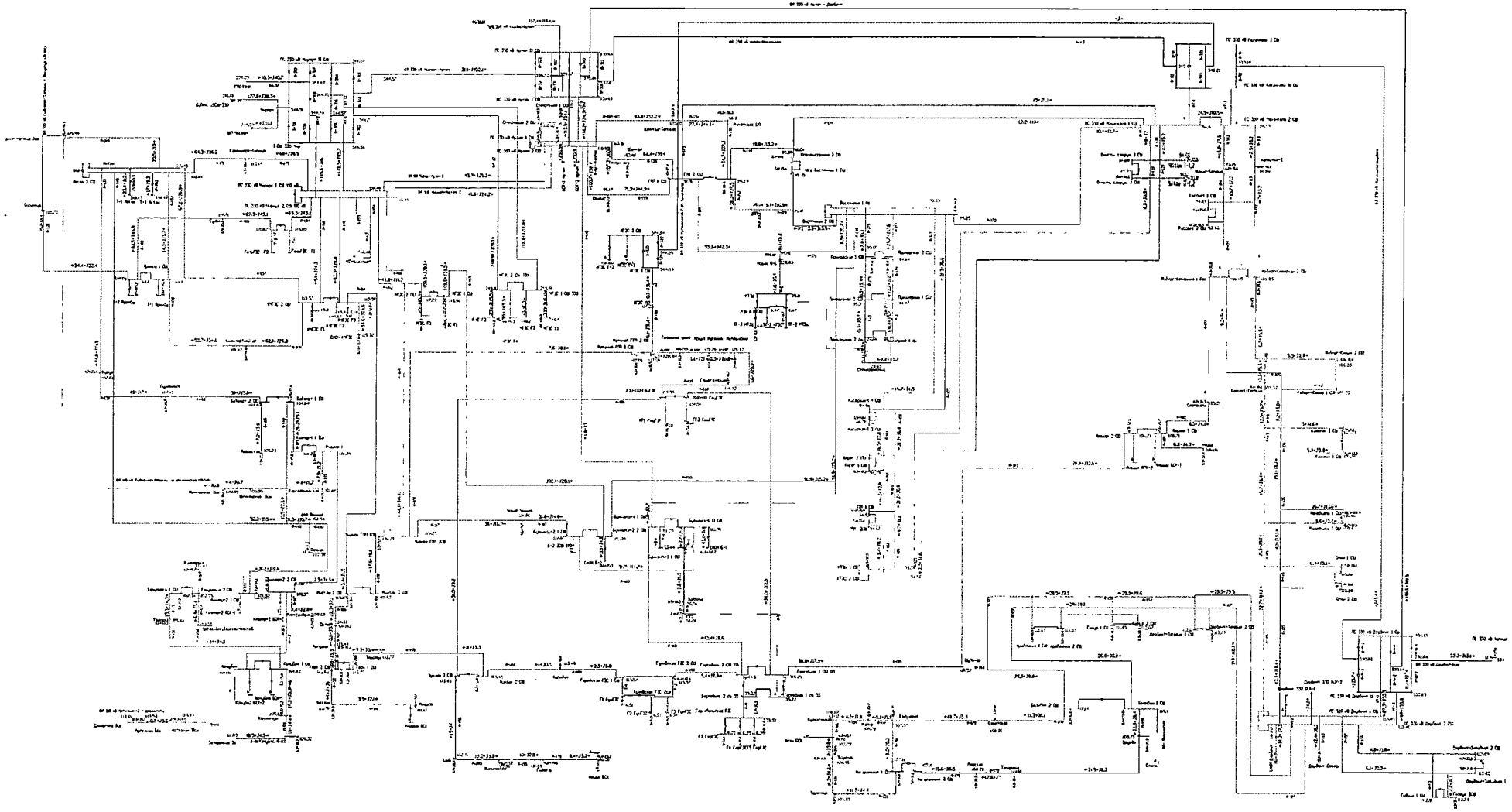


Рисунок 8.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

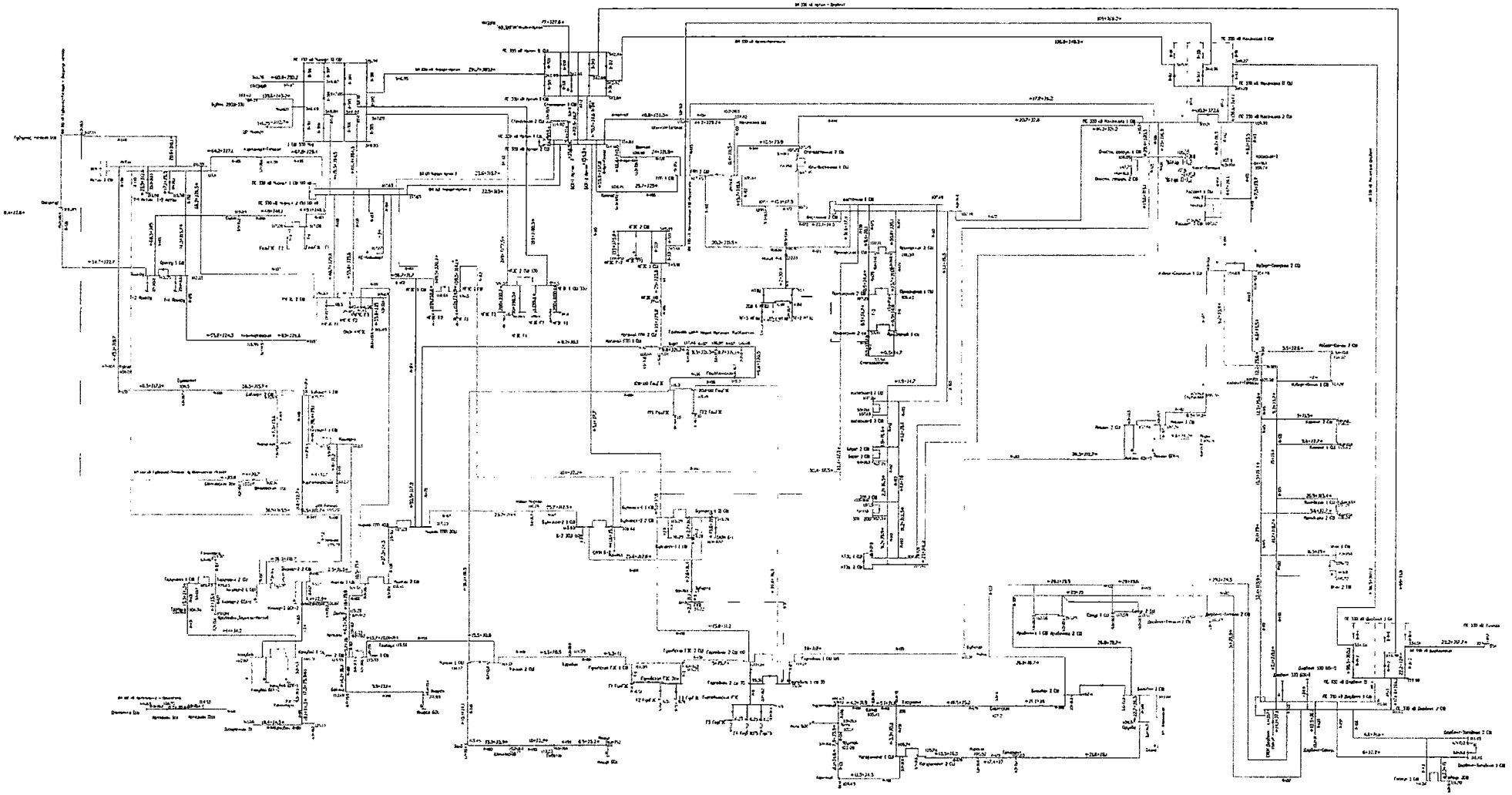


Рисунок 8.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

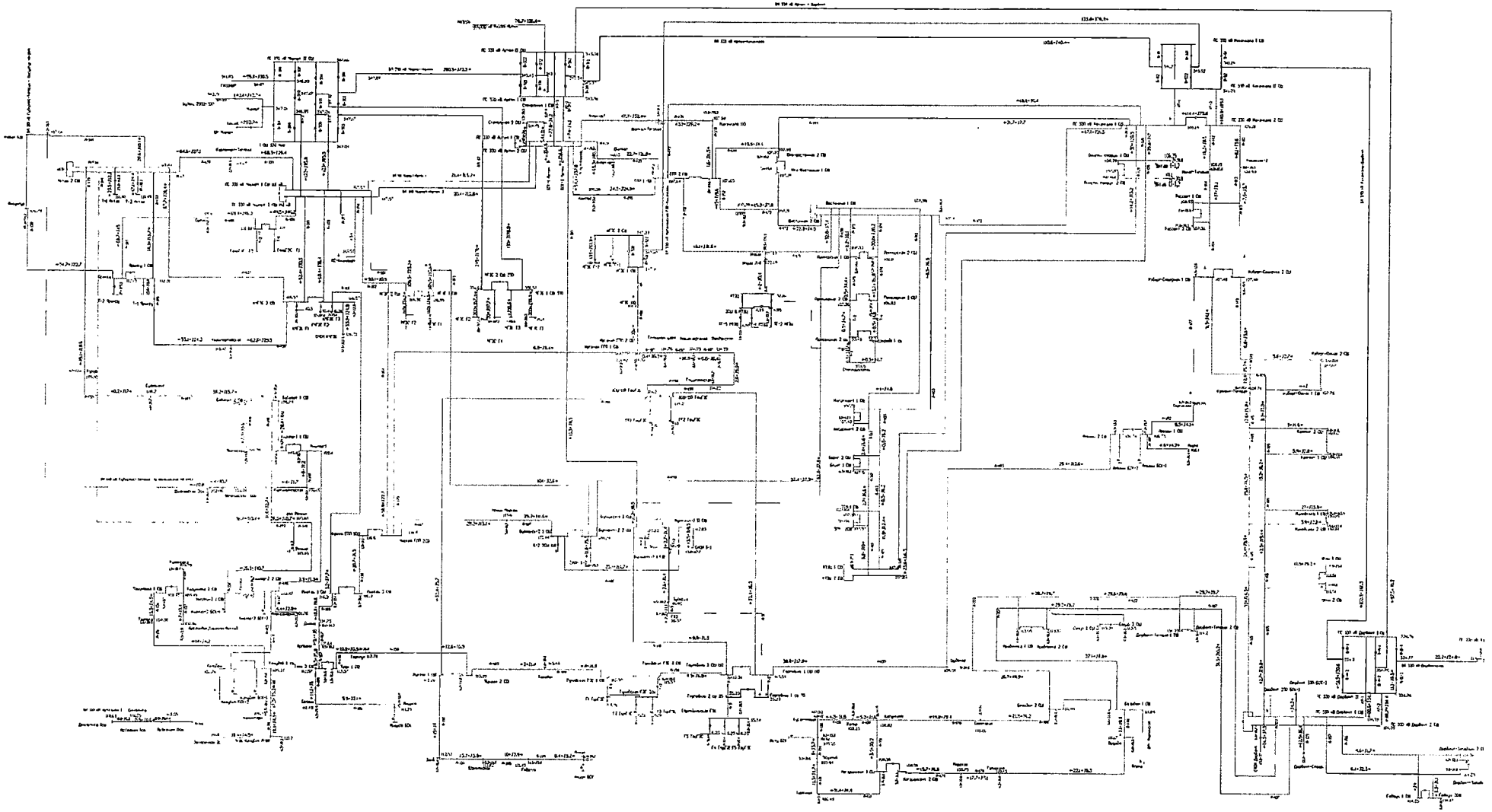


Рисунок 8.12 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

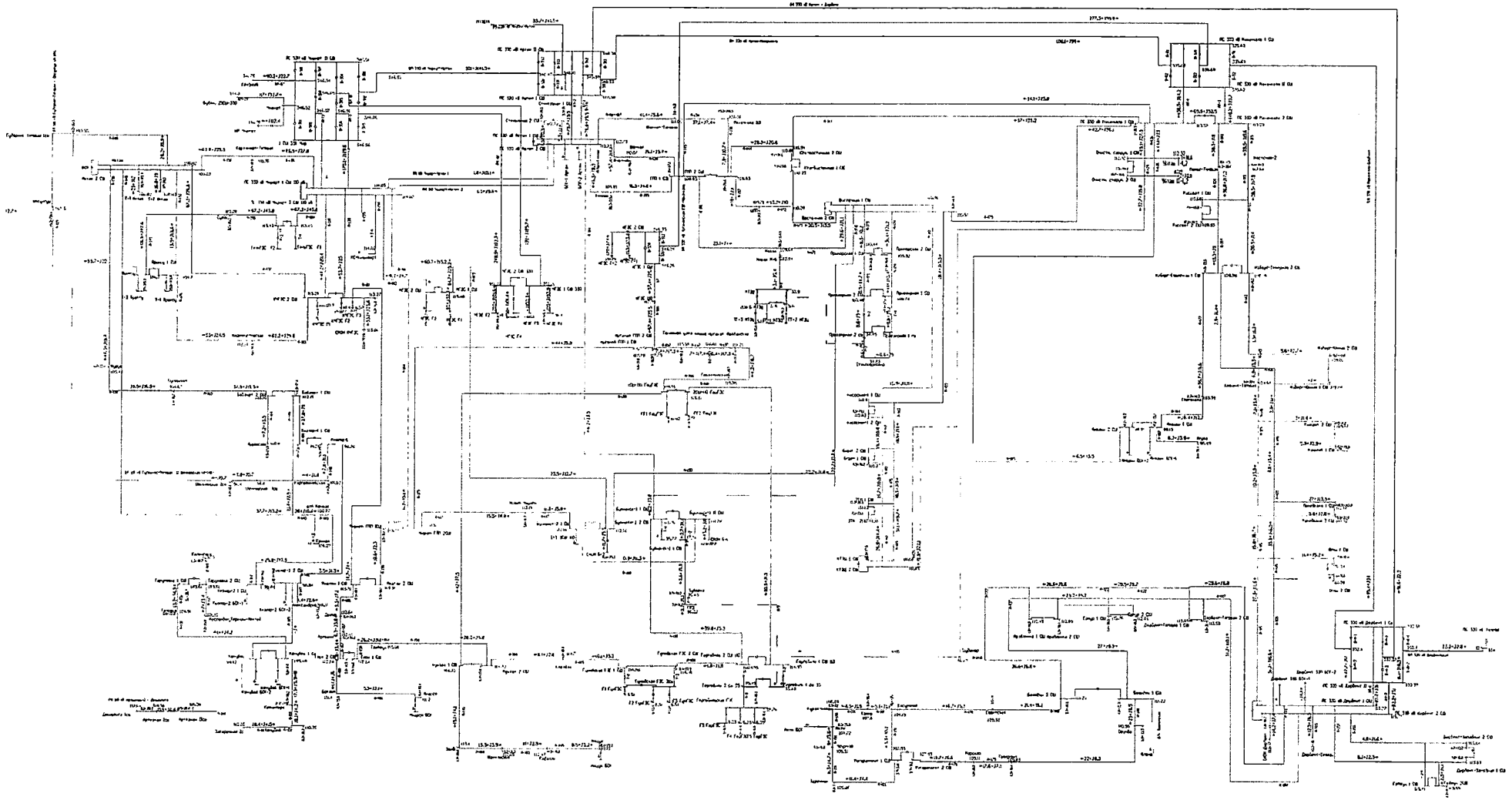


Рисунок 8.13 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Схема ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт. Нормальный режим.

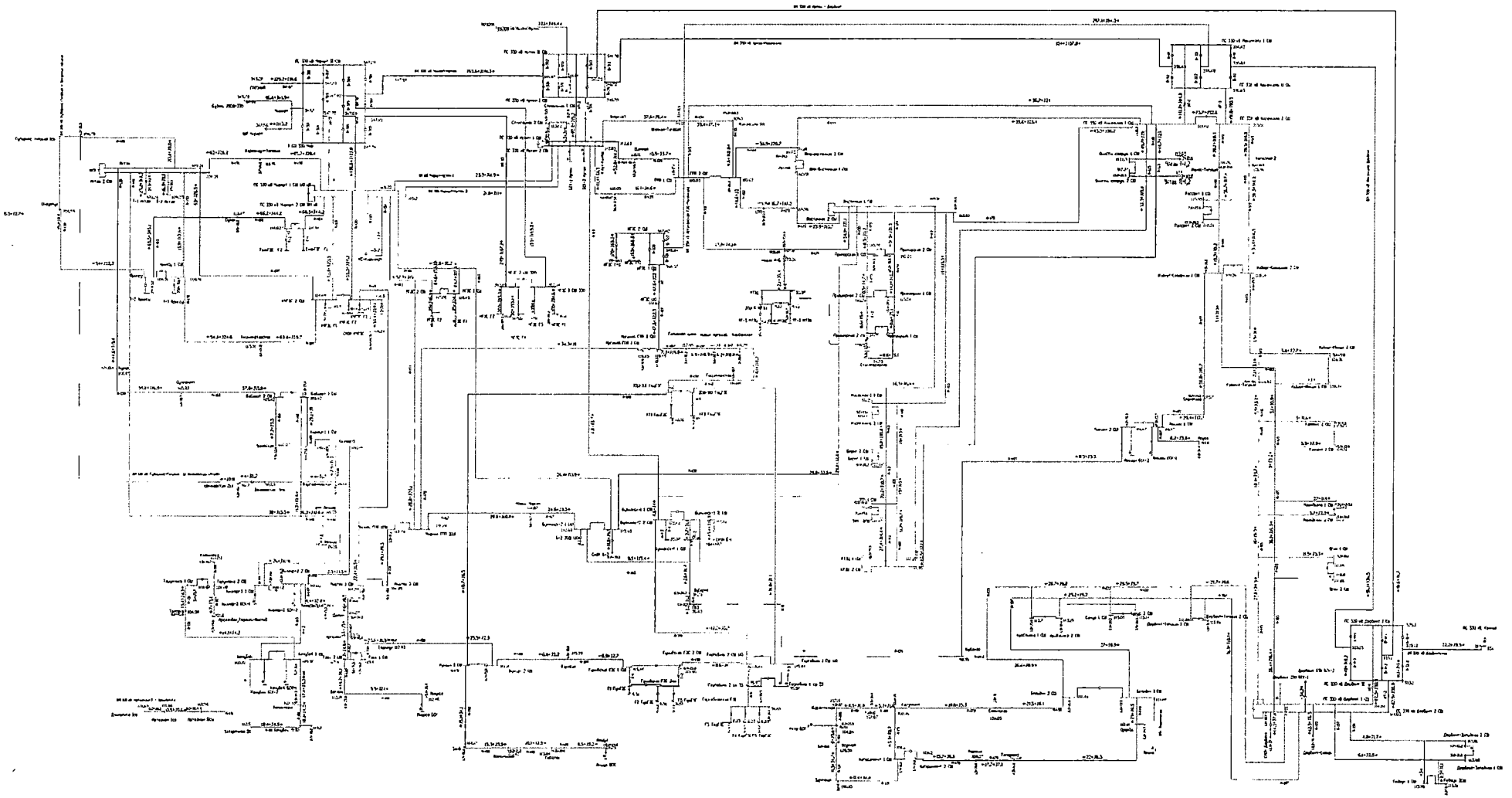


Рисунок 8.14 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

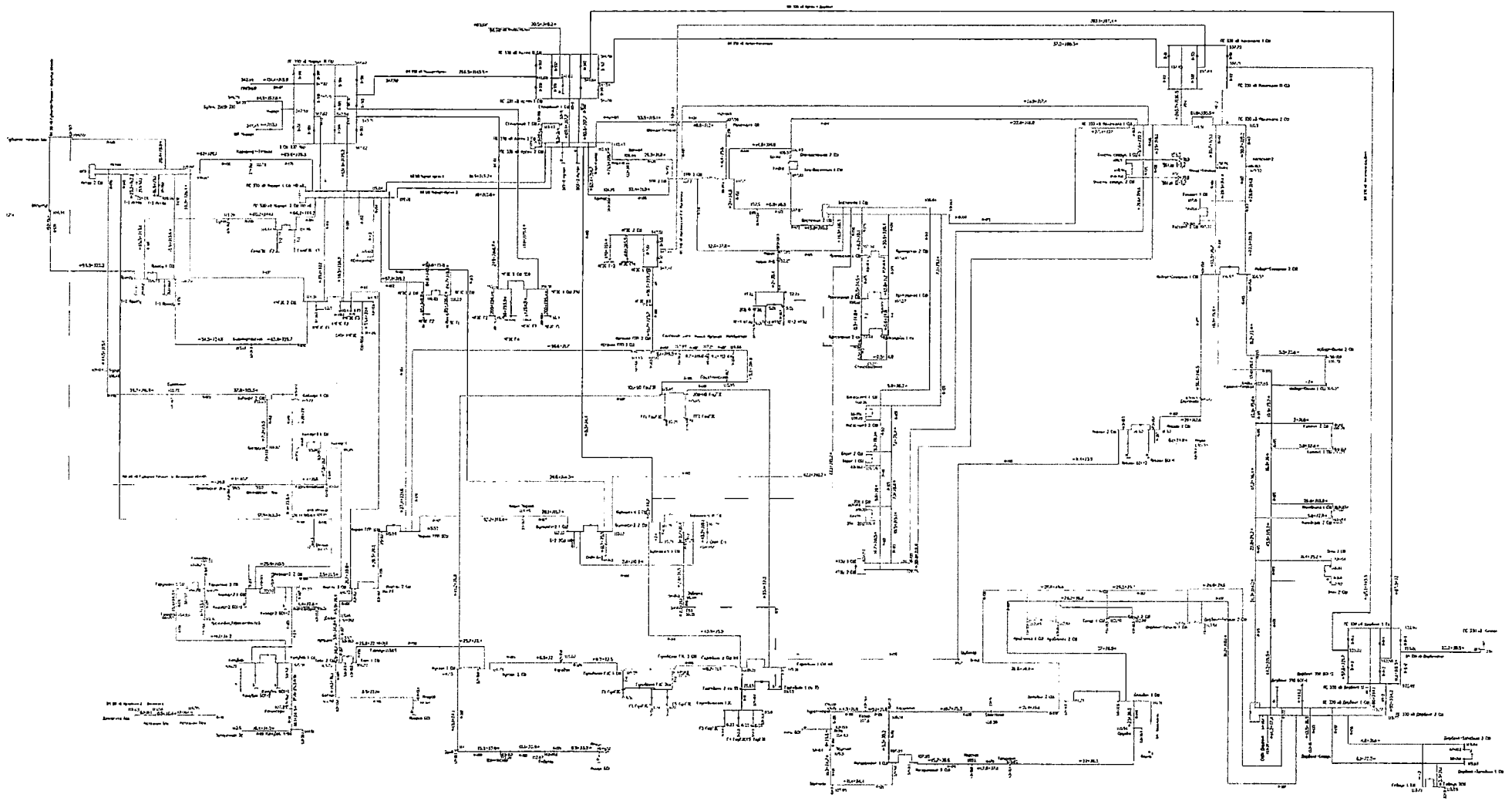


Рисунок 8.15 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

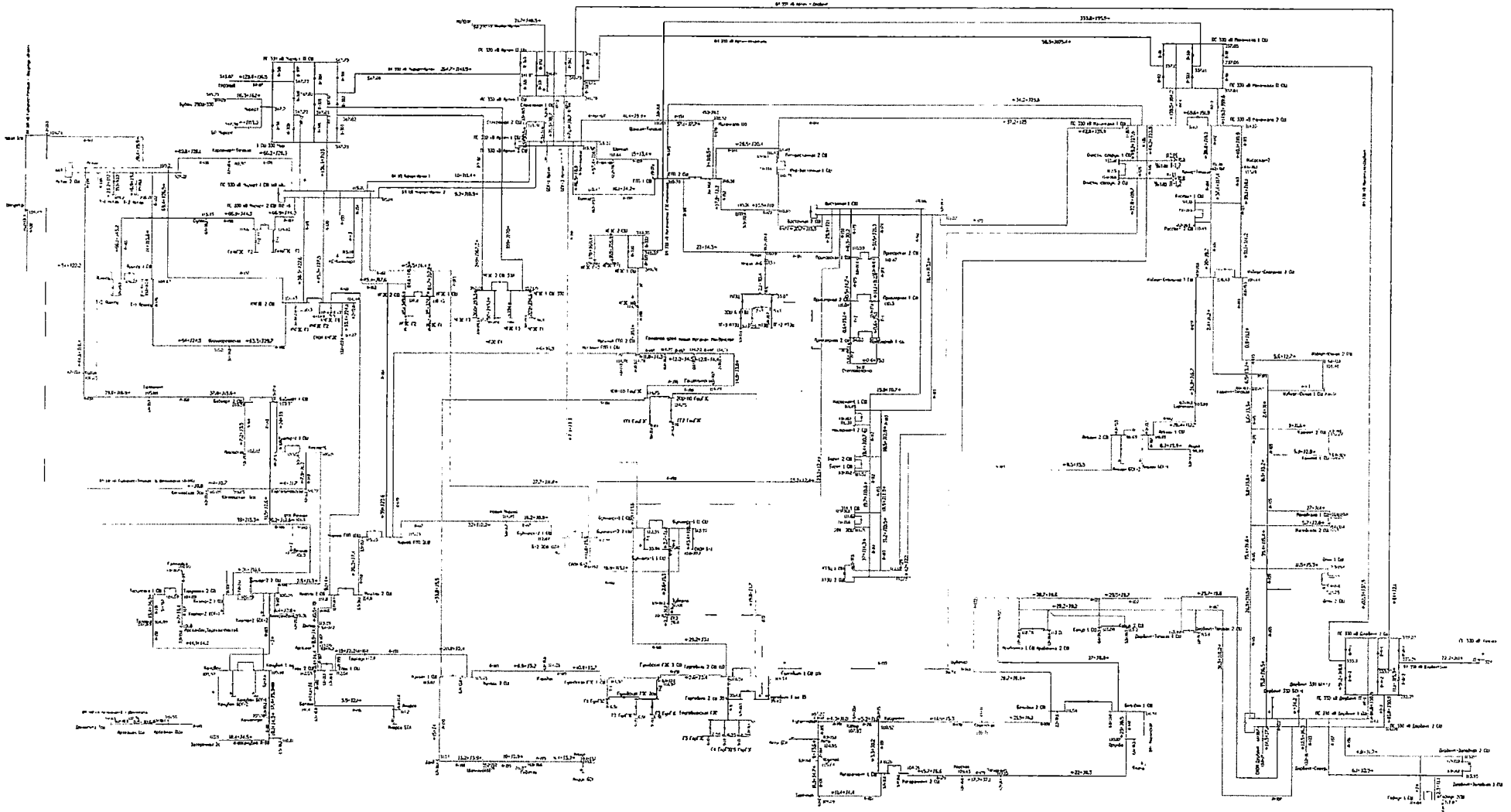


Рисунок 8.16 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

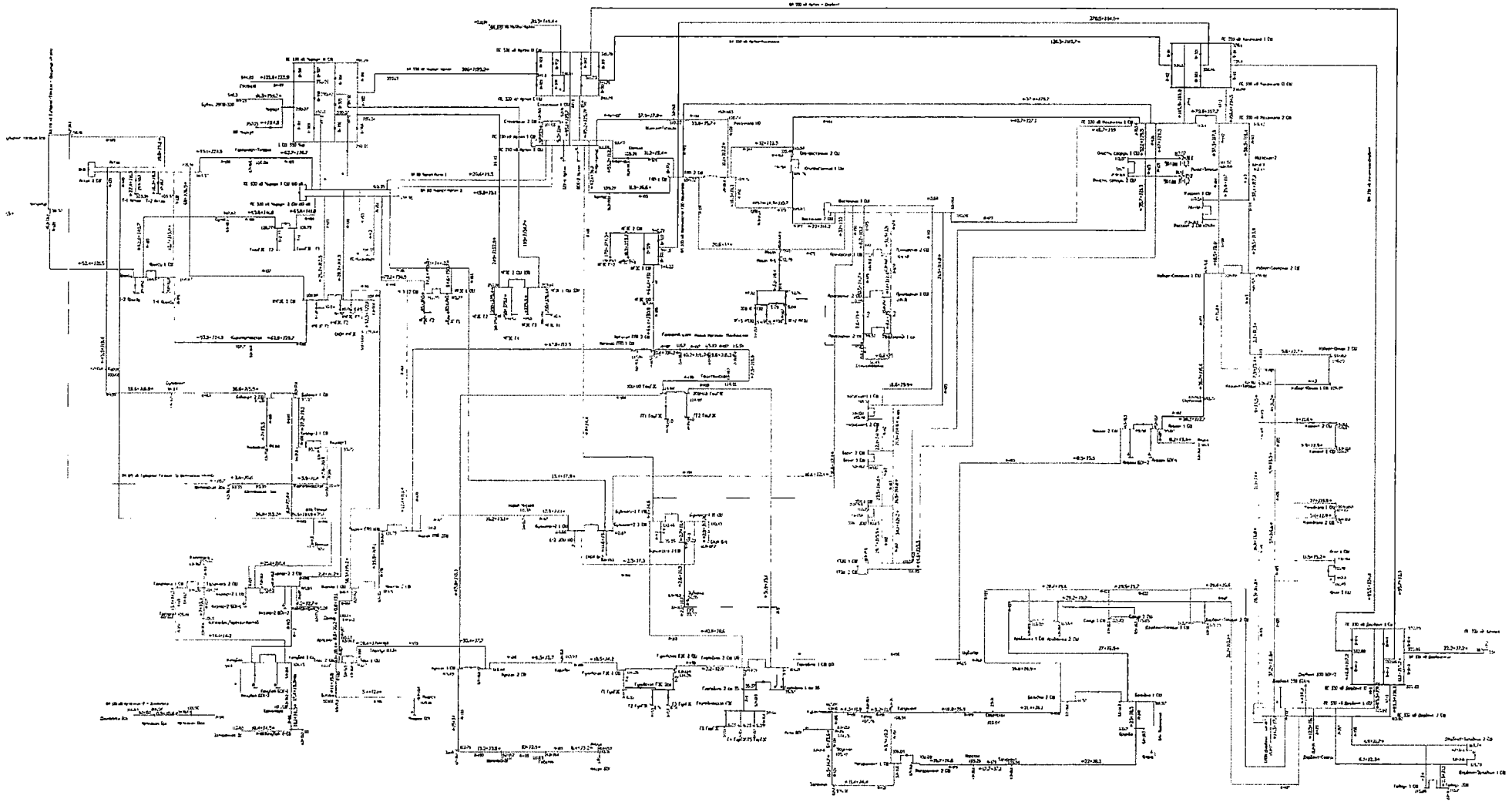


Рисунок 8.17Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

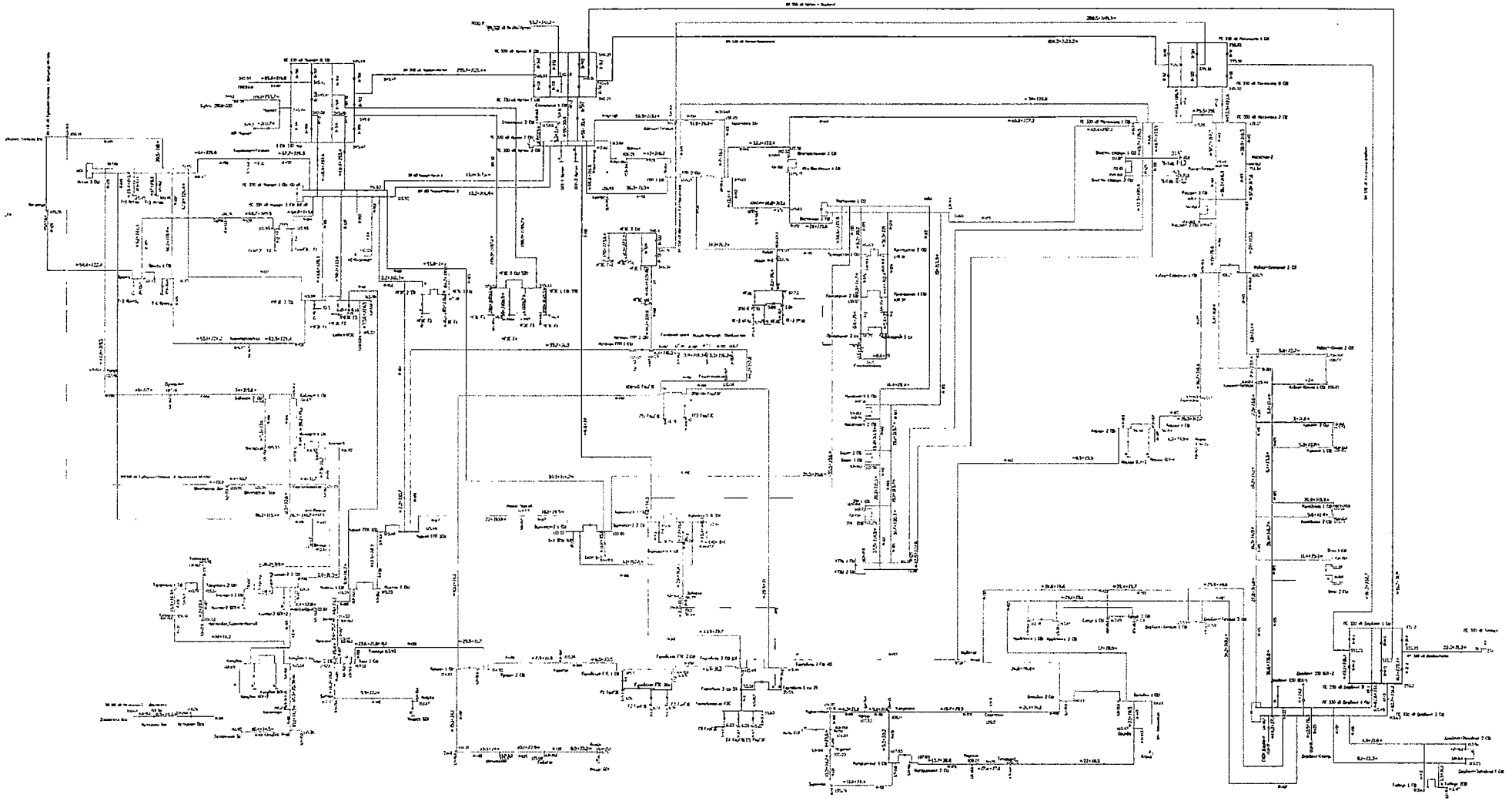


Рисунок 8.18 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал. Нормальный режим.

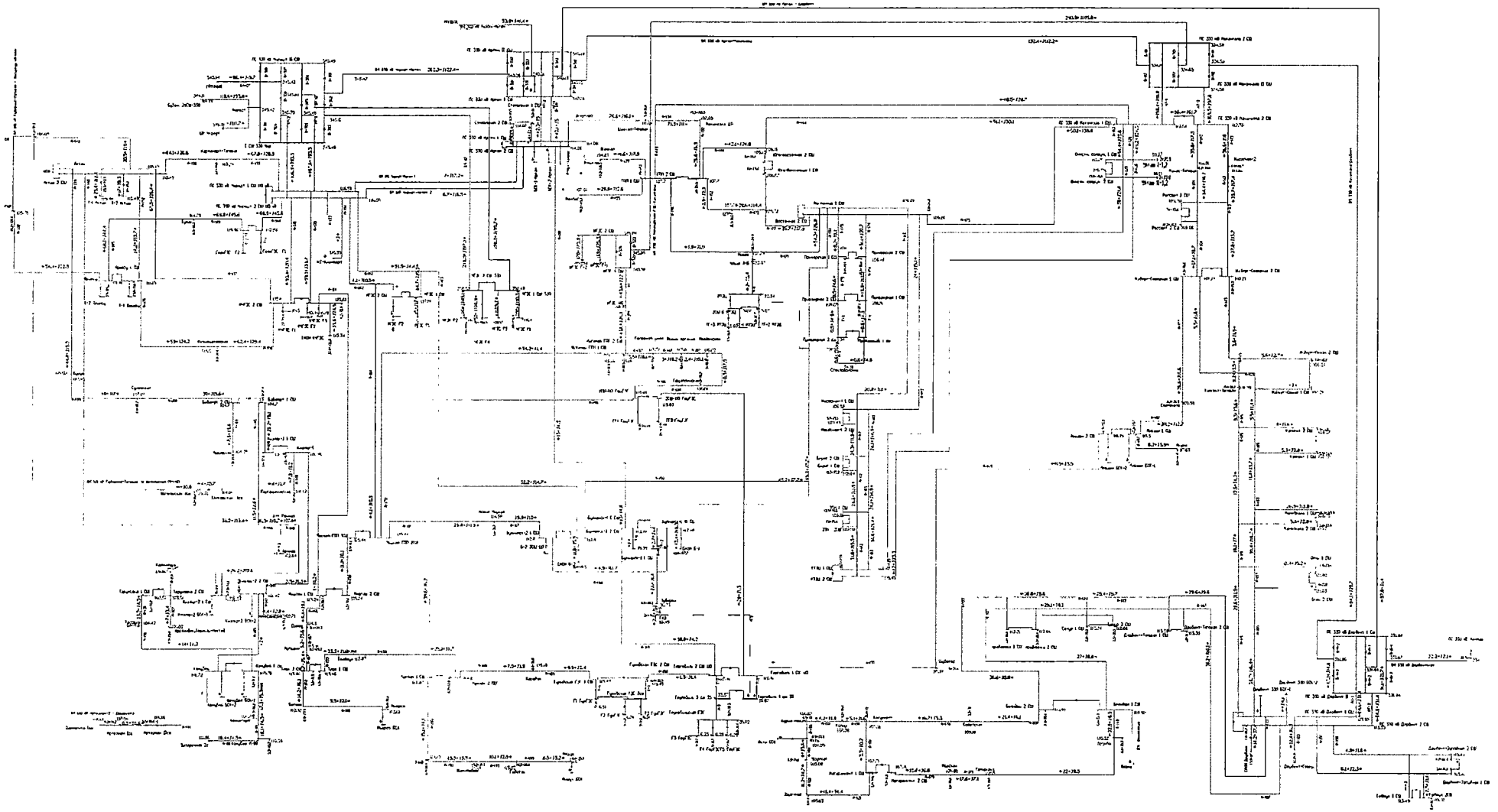


Рисунок 8.19 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Компас в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

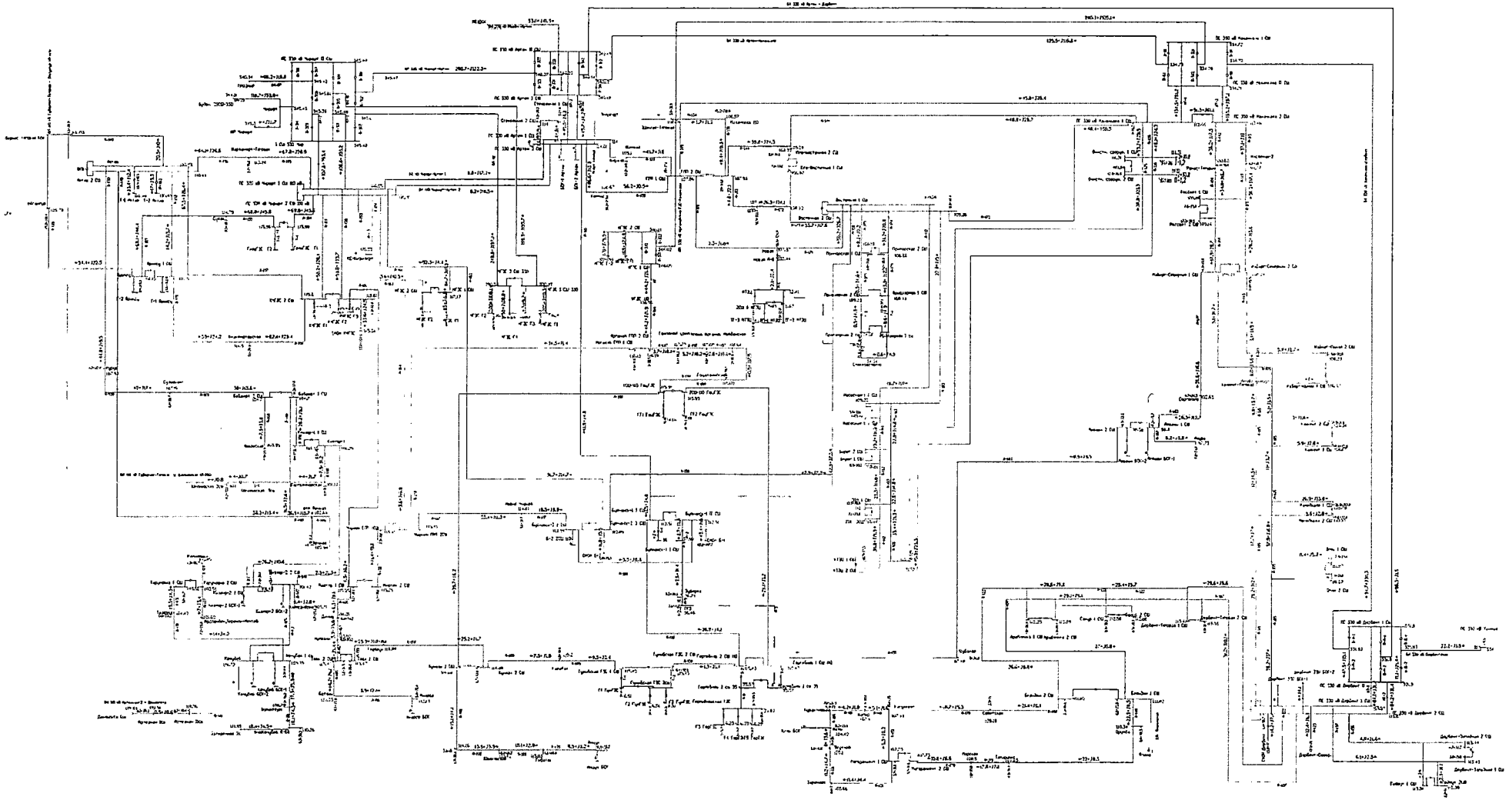


Рисунок 8.20 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

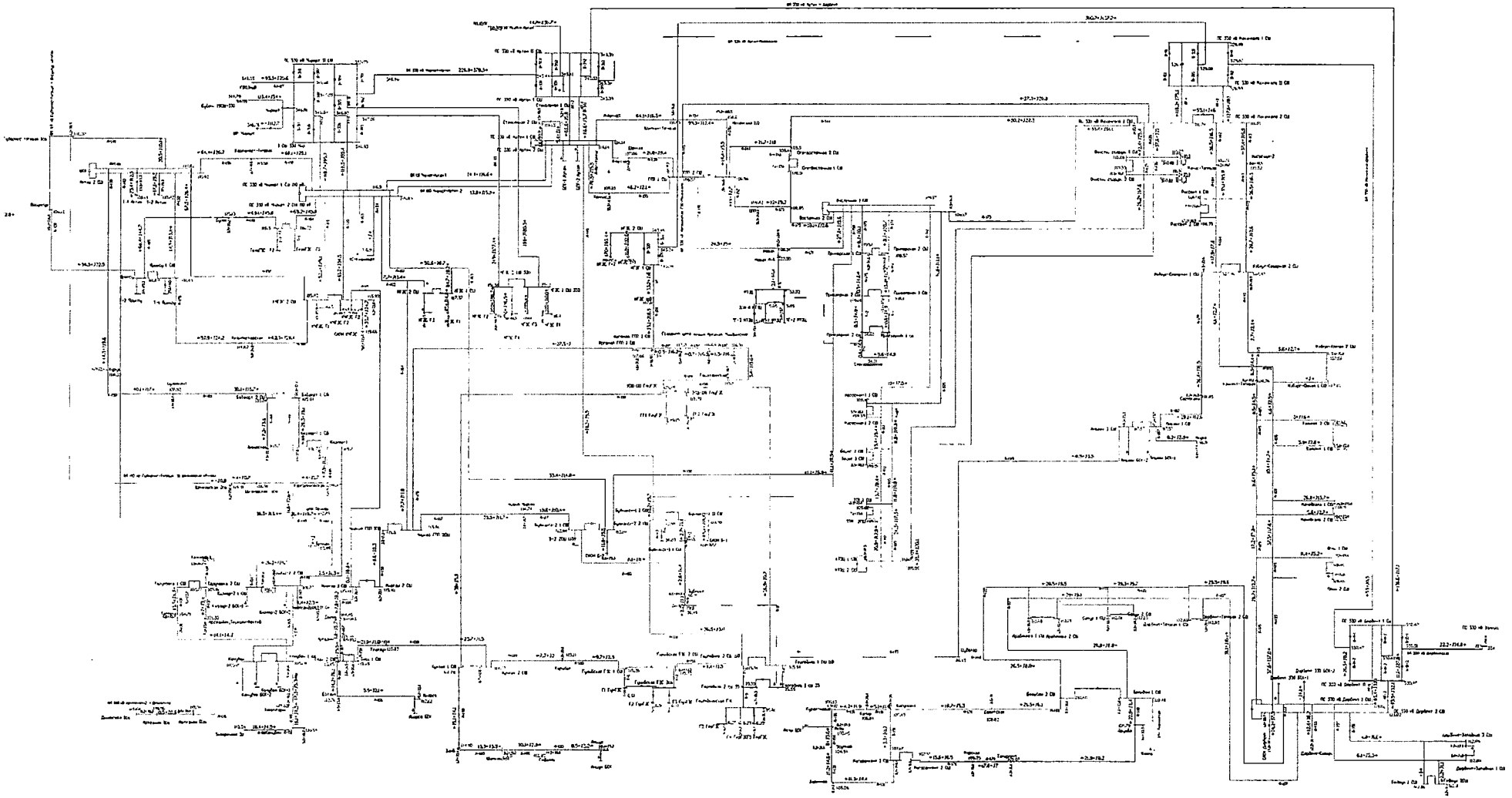


Рисунок 8.21 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

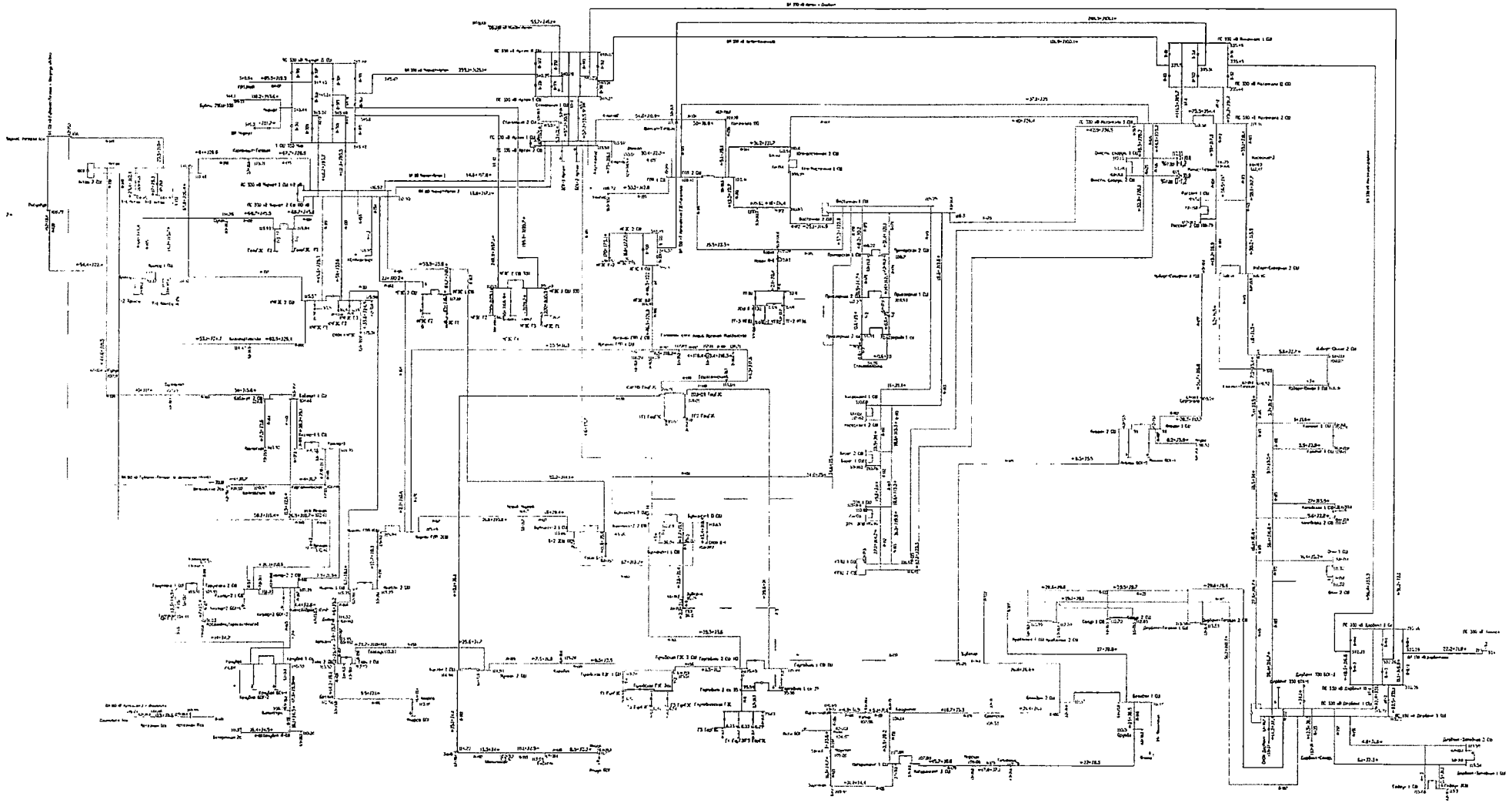


Рисунок 8.22 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас. Нормальный режим.

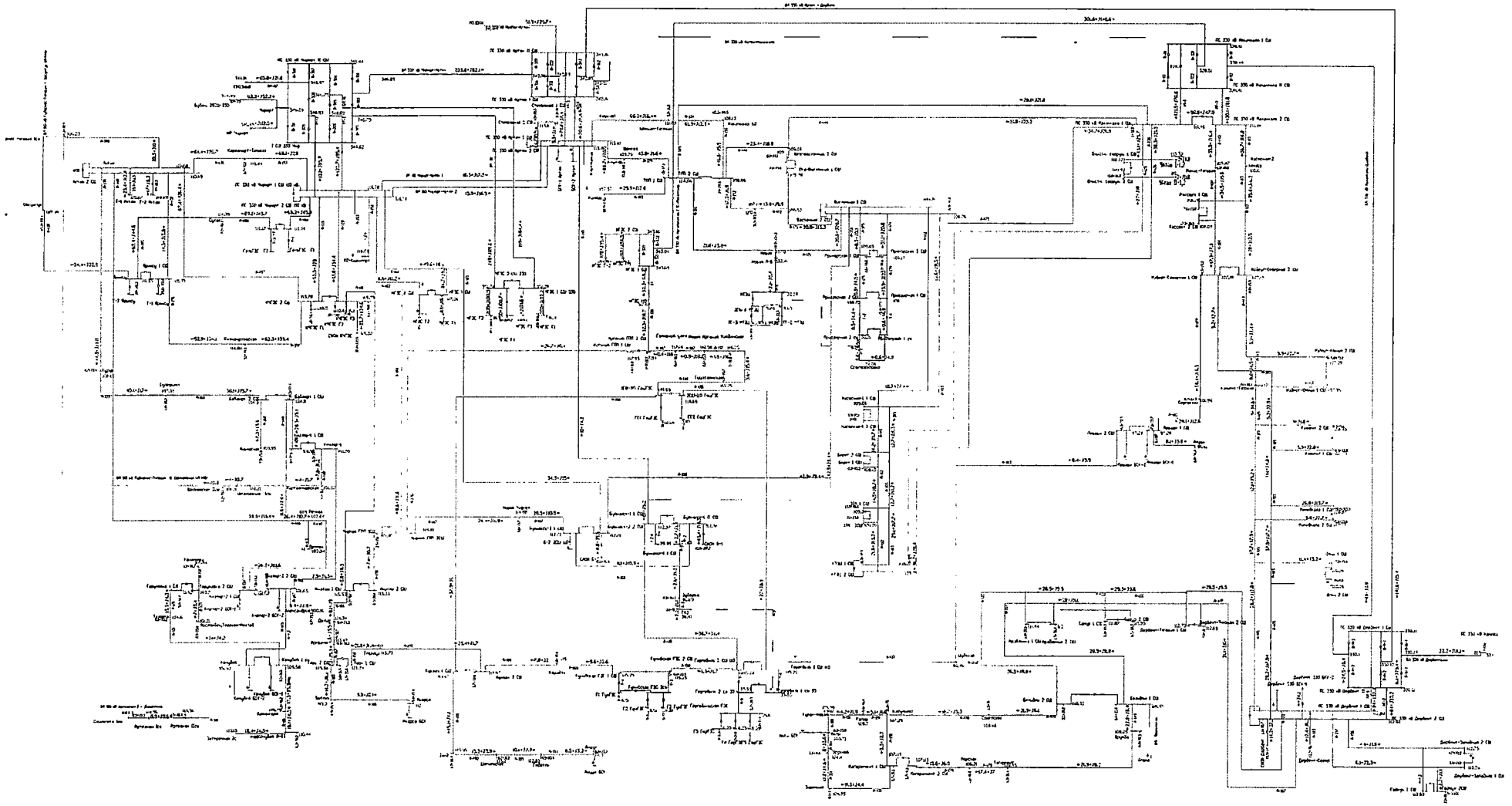


Рисунок 8.23 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас.

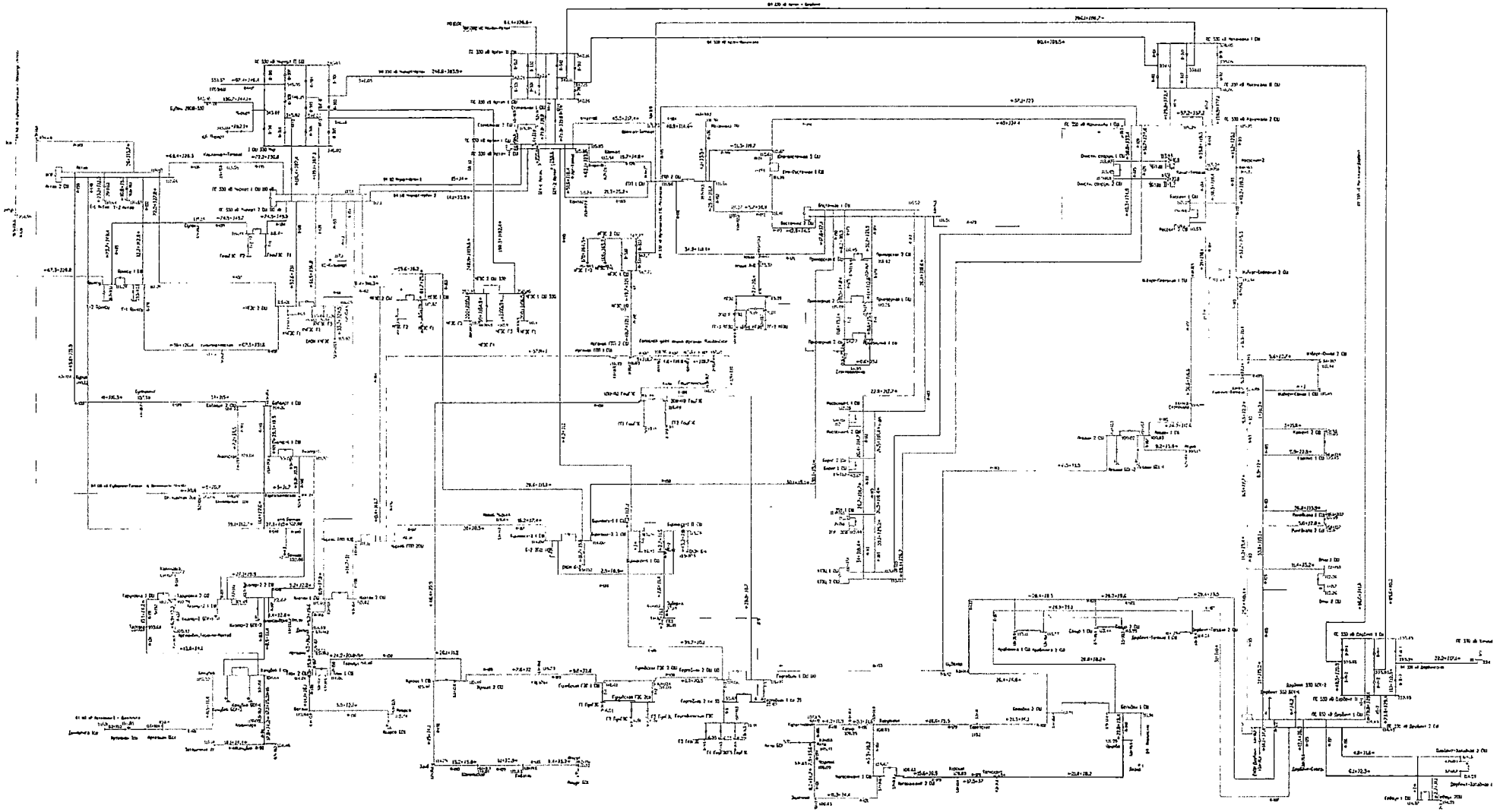


Рисунок 8.24 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173). Нормальный режим.

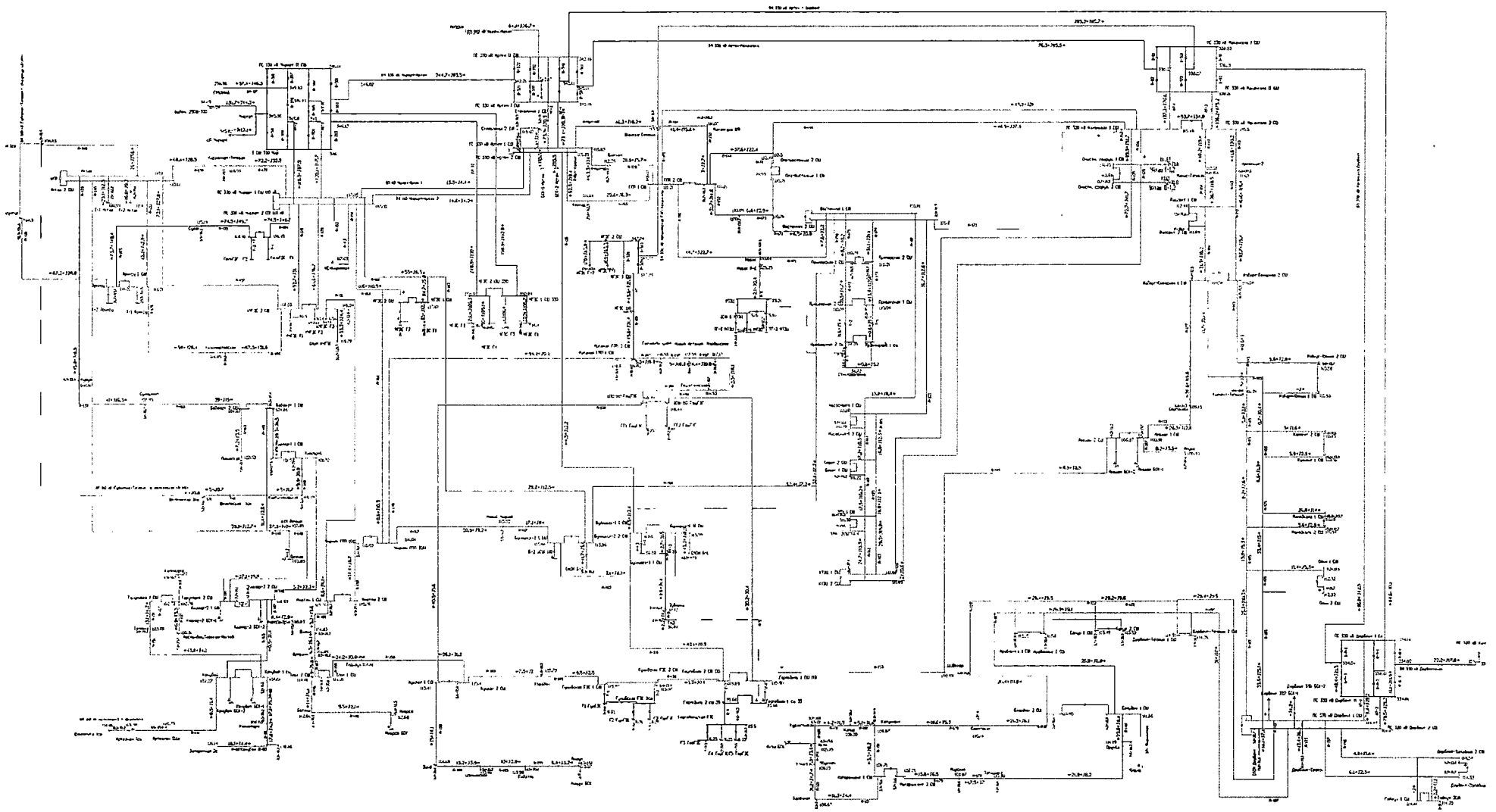


Рисунок 8.25 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

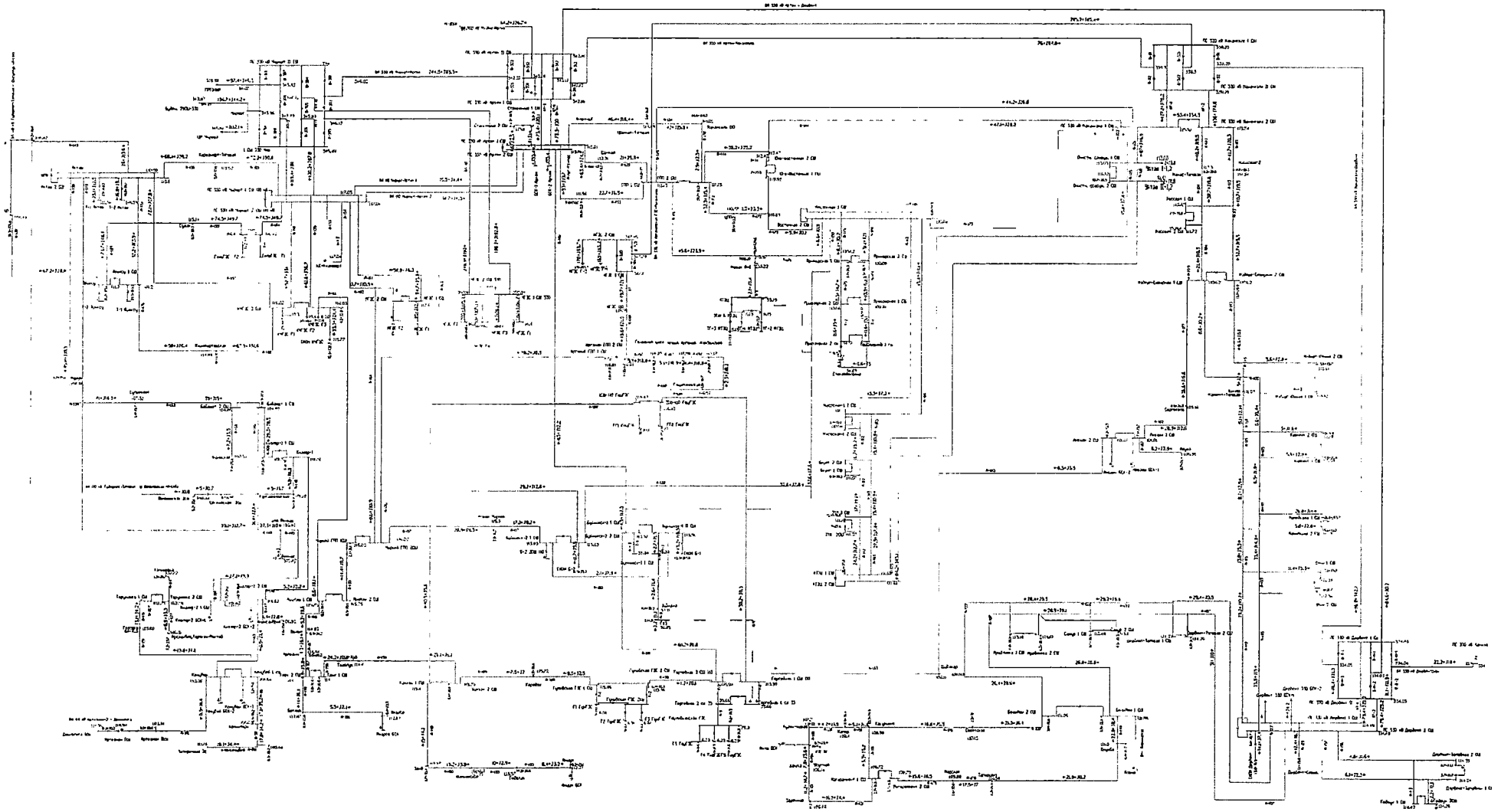


Рисунок 8.26 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

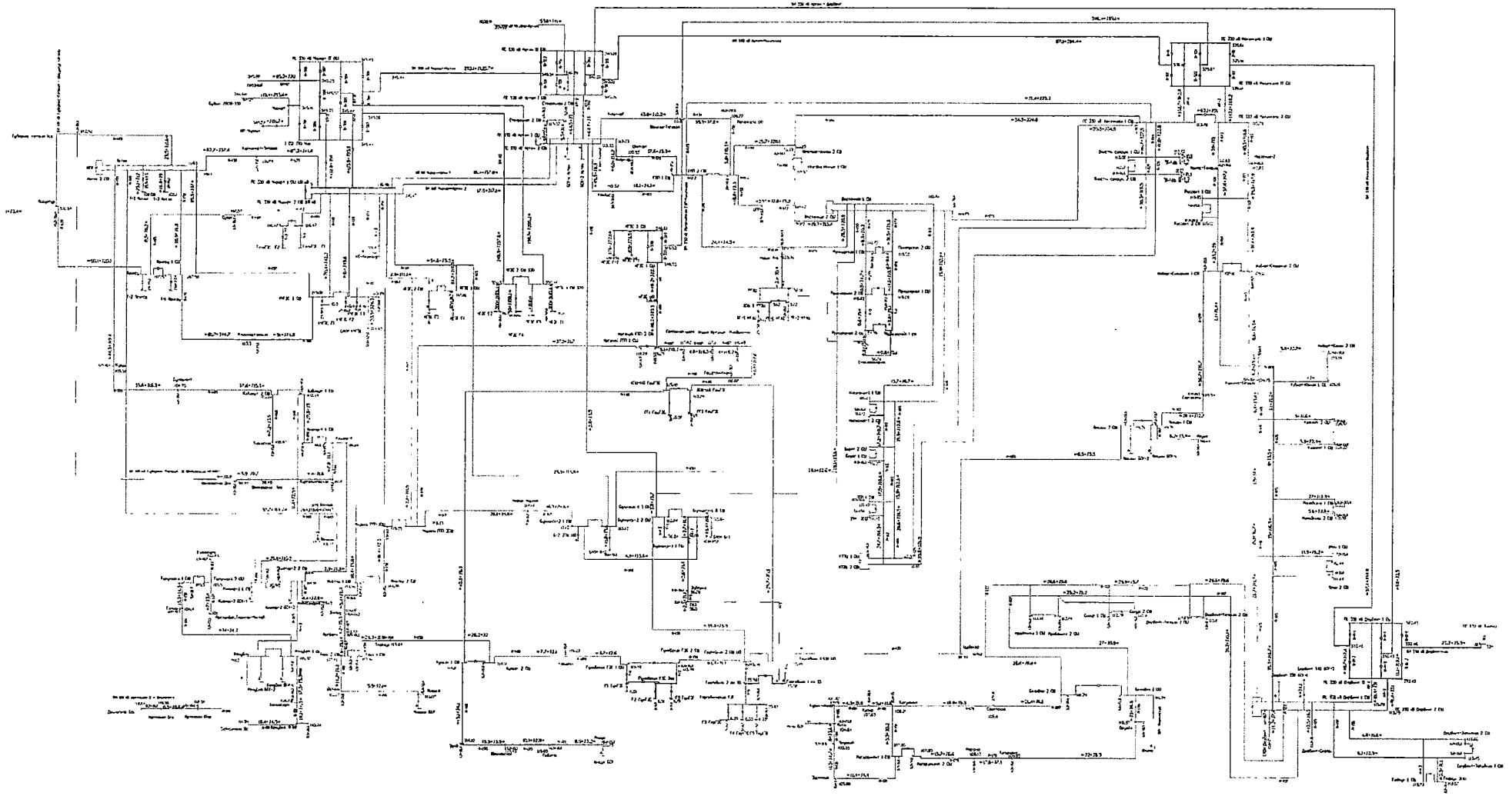


Рисунок 8.27 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199). Нормальный режим.

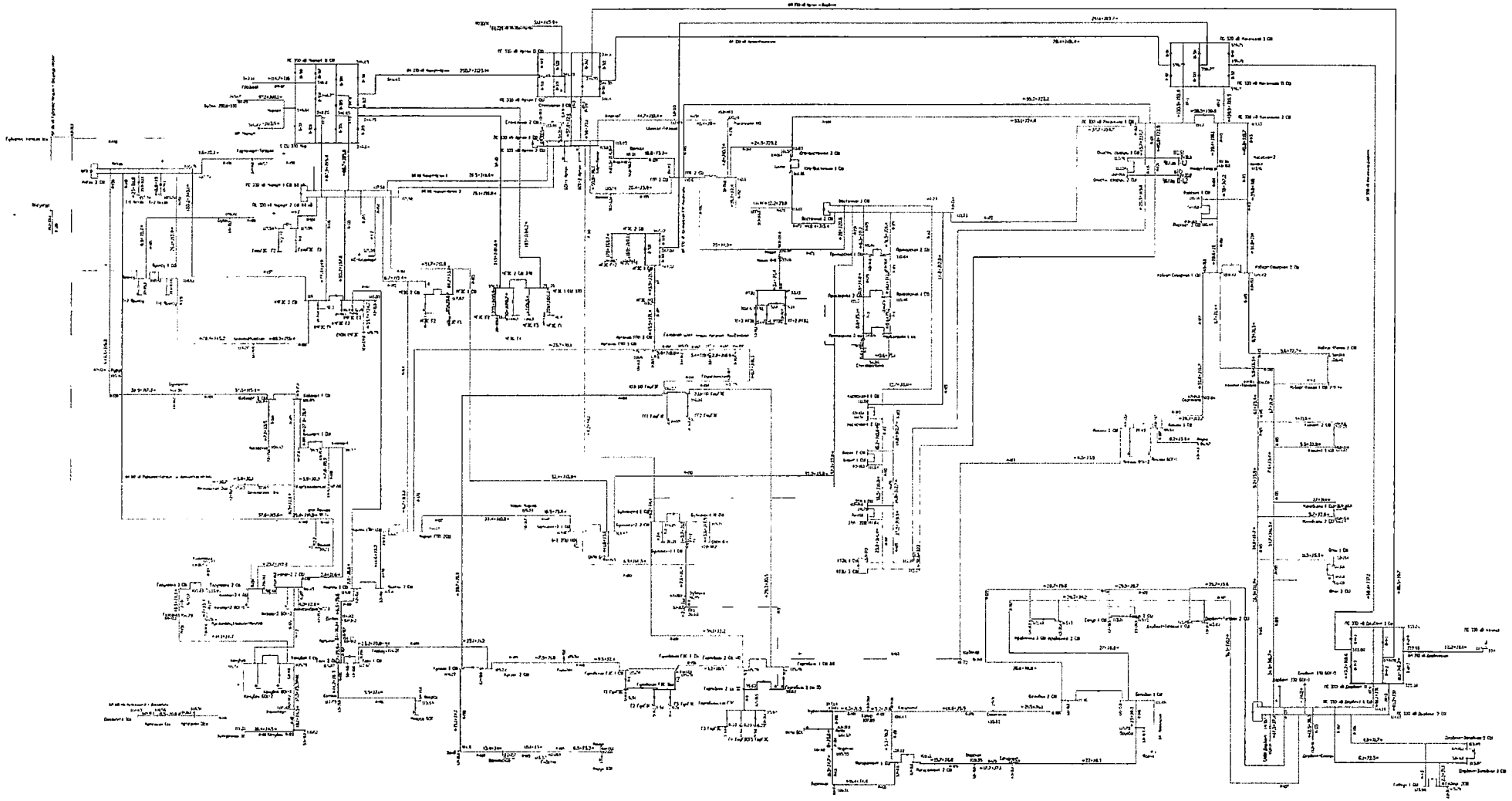


Рисунок 8.28 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

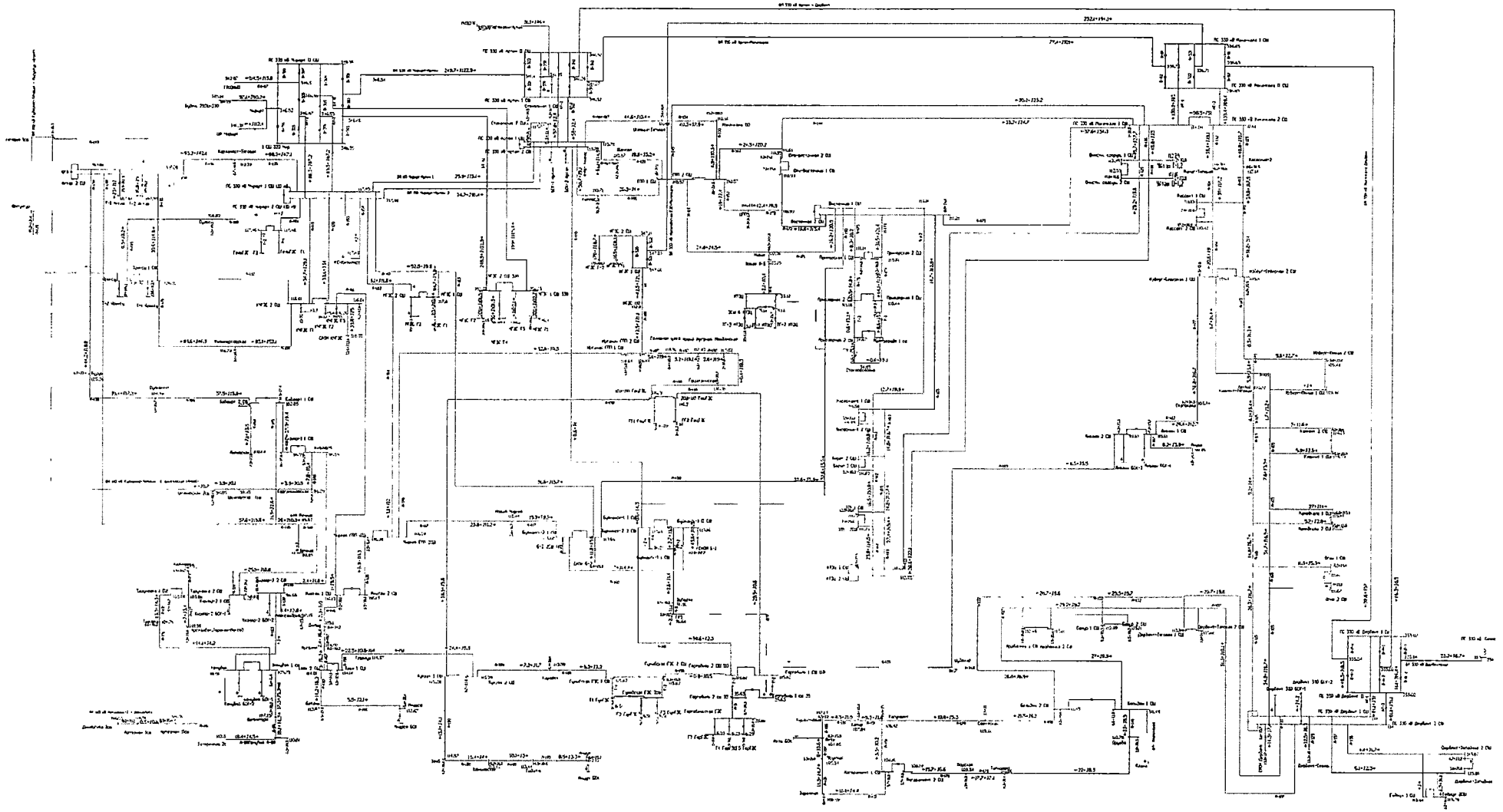


Рисунок 8.29 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

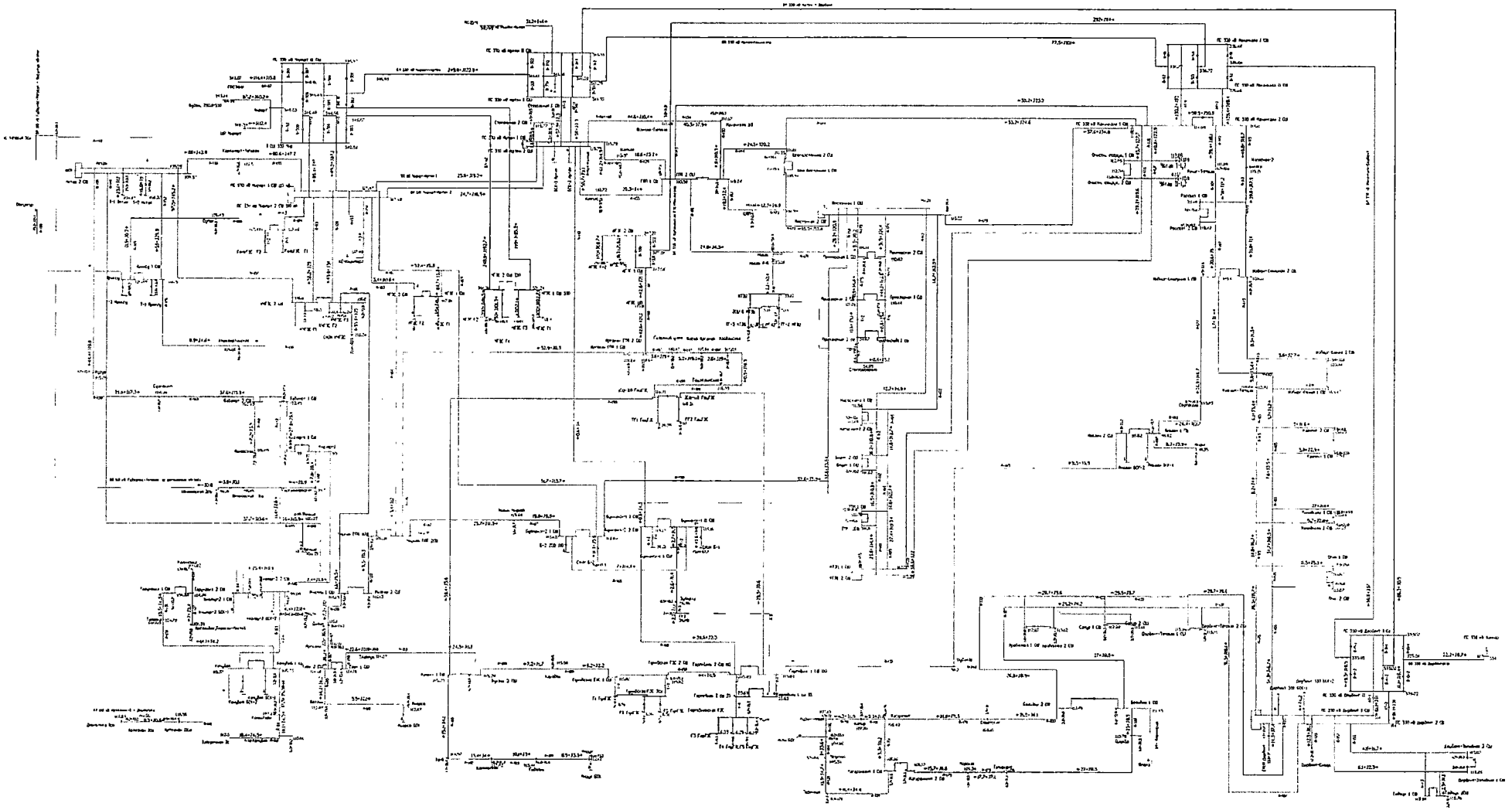


Рисунок 8.30 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

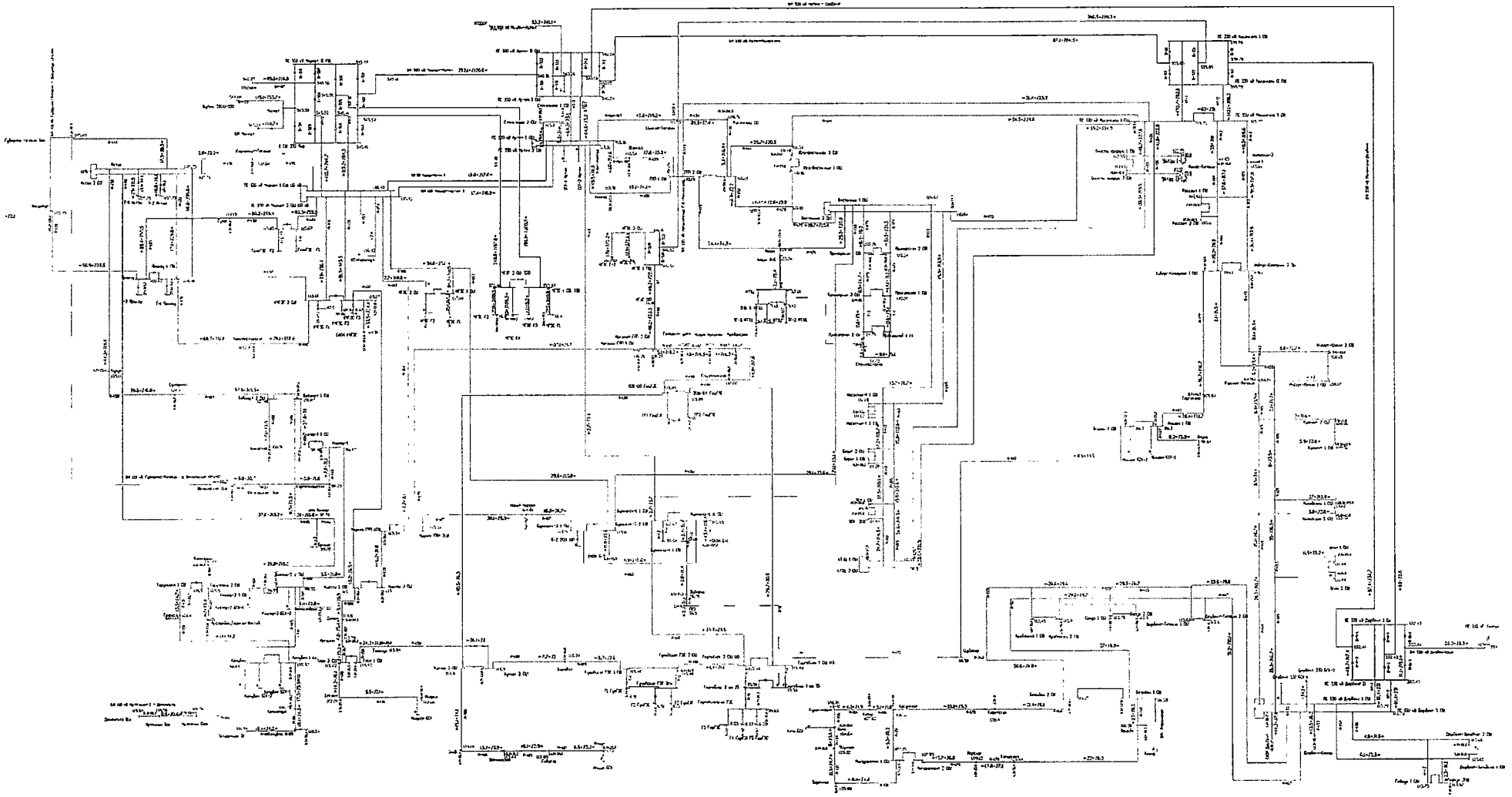


Рисунок 8.31 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135). Нормальный режим.

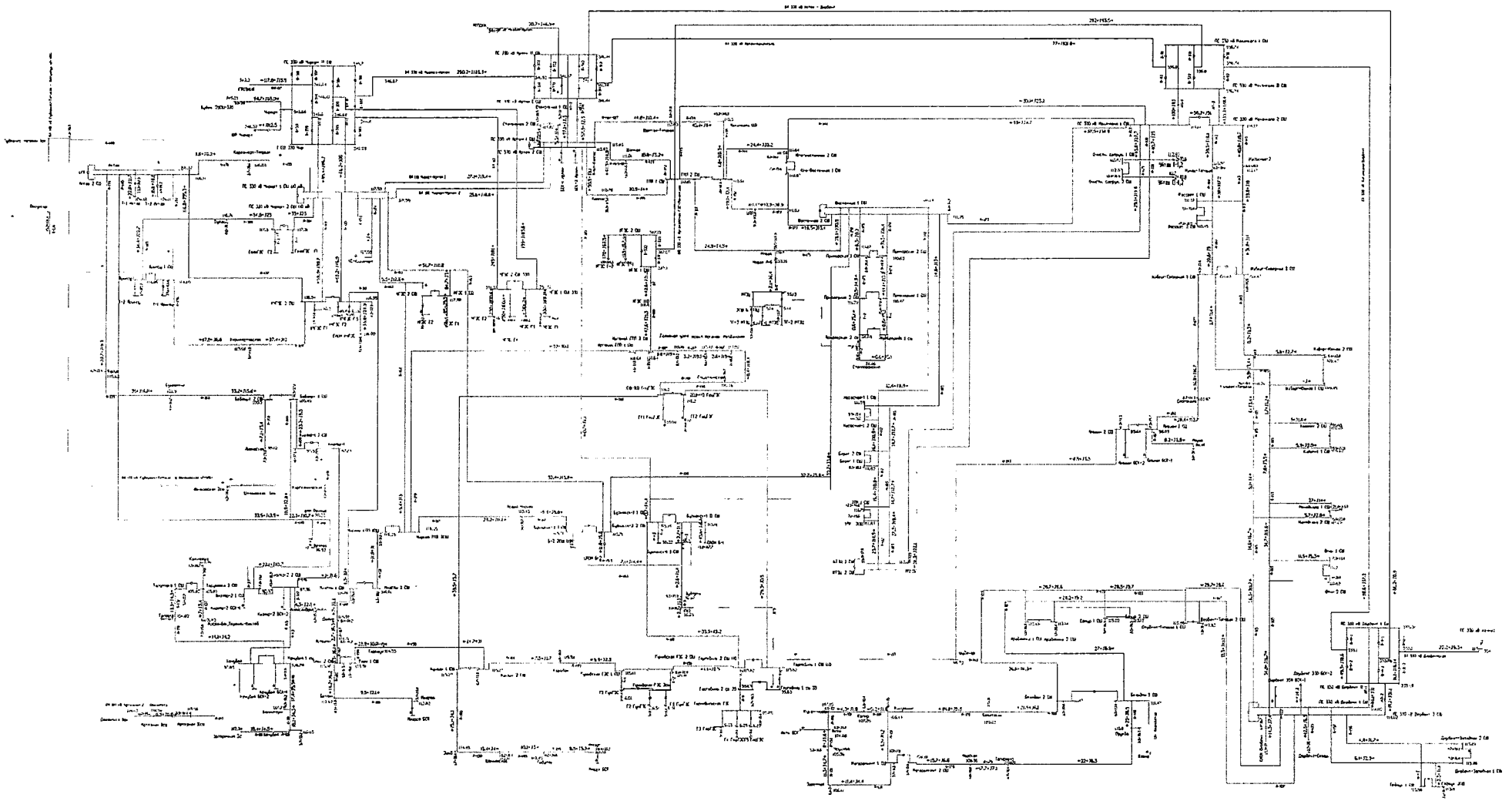


Рисунок 8.32 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

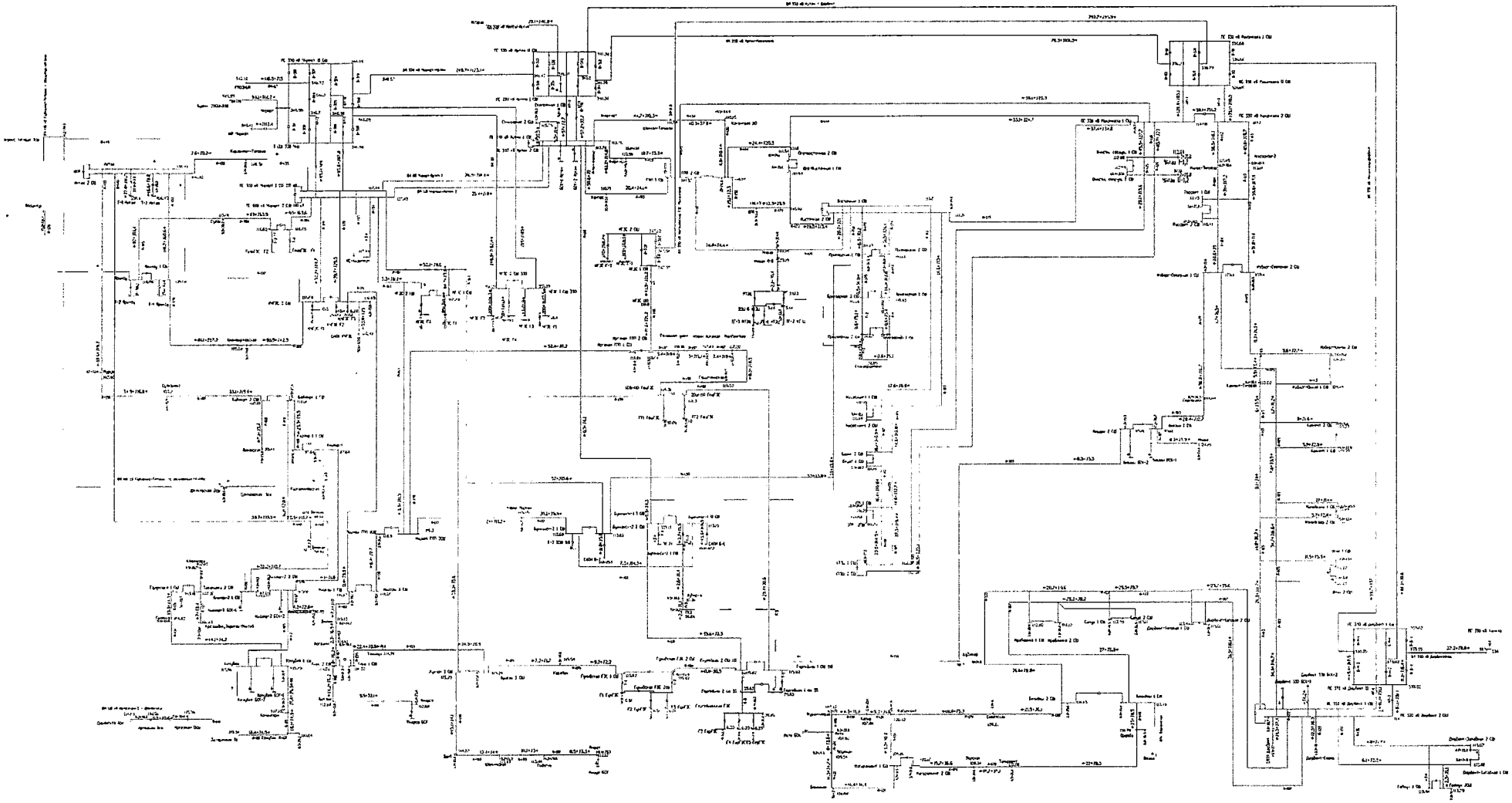


Рисунок 8.33 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

Приложение 9

Базовый вариант.

Летний минимум 2024 года. Температура окружающей среды 30°С. Потребление 583 МВт.

Нормальная схема

Таблица 9.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	310 373	249 299	249 299	367 441	367 441	88,6 84,7	
Нормальный режим	Все параметры режима в области допустимых значений						9.1.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	0	140	133	88	86	106,5	9.2.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108)	140	0	8	88	86	108,1	9.3.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107)	72	68	60	0	173	108,7	9.4.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)	72	67	60	173	0	108,8	9.5.

Таблица 9.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Очистные сооружения	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	479 576	479 576	479 576	595 784	915 1005	88,6 84,7	
Аварийное откл. 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала	71	67	60	87	85	111,0	9.6.

Таблица 9.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-139	ВЛ 110 кВ Куруш-Сулевкент	ВЛ-110-169	ВЛ-110-109	ВЛ-110-146	ВЛ-110-140	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Александрия	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	479 576	573 689	423 509	310 373	367 441	423 509	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139)	0	12	16	94	26	274	104,1	9.7.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	275	264	260	189	70	0	102,5	9.8.

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 9.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	914 1205	914 1205	479 576	479 576	479 576	595 784	915 1005	367 441	367 441	88,6 84,7	
Нормальный режим	768	269	185	156	138	204	494	126	116	102,6	9.9.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	0	340	345	335	273	347	609	204	182	95,1	9.10.
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент	801	481	191	163	143	211	496	97	90	102,0	9.11.
Аварийное откл. АТ на ПС 330 кВ Ирганайской ГЭС	779	269	183	154	137	214	507	126	116	102,7	9.12.

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 9.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	ВЛ-110-188	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	595 784	667 720	667 802	915 1005	479 576	479 576	88,6 84,7	
Нормальный режим	210	95	95	719	73	70	106,6	9.13.
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	294	105	105	748	61	59	106,7	9.14.
Аварийное откл. АТ-2(АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	250	116	116	756	74	71	106,4	9.15.
Аварийное откл. АТ на ПС 330 кВ Ирганайской ГЭС	223	0	0	744	79	76	106,6	9.16.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт	353	200	200	0	204	195	98,8	9.17.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал

Таблица 9.6

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	479 576	479 576	
Нормальный режим	156	137	9.18.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Компас	0	183	9.19.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	206	0	9.20.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	200	170	9.21.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Компас

Таблица 9.7

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	479 576	479 576	
Нормальный режим	175	131	9.22.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	216	164	9.23.

Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173)

Таблица 9.8

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-125	ВЛ-110-126	ВЛ-110-144	ВЛ-110-145	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	367 400	317 381	397 477	397 477	
Нормальный режим	191	172	146	141	9.24.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126)	300	0	166	160	9.25.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125)	0	292	168	163	9.26.

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 9.9

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	423 509	423 509	479 576	479 576	88,6 84,7	
Нормальный режим	273	278	298	67	107,5	9.27.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)	0	442*	411	36	104,7	9.28.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	421	0	432	55	104,9	9.29.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	404	450	0	343	105,0	9.30.

*- перегруз ликвидируется переводом потребителей на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго).

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 9.10

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	423 509	479 576	479 576	479 576	573 689	88,6 84,7	
Нормальный режим	307	247	158	296	296	107,3	9.31.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	424*	189	0	239	239	105,4	9.32.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	0	403	443	452	452	103,8	9.33.

*-перегруз ликвидируется переводом потребителей на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго).

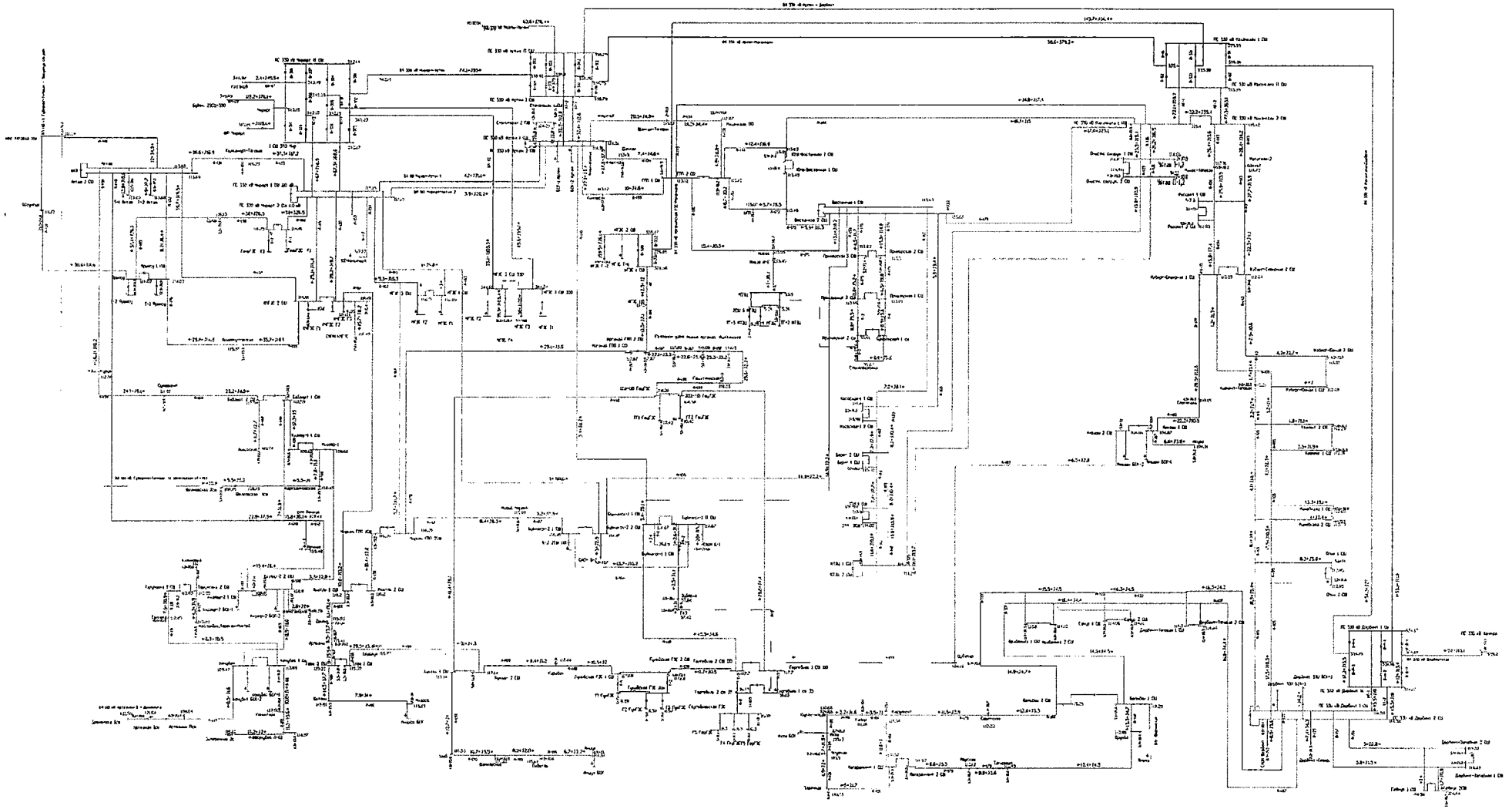


Рисунок 9.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Нормальная схема. Нормальный режим.

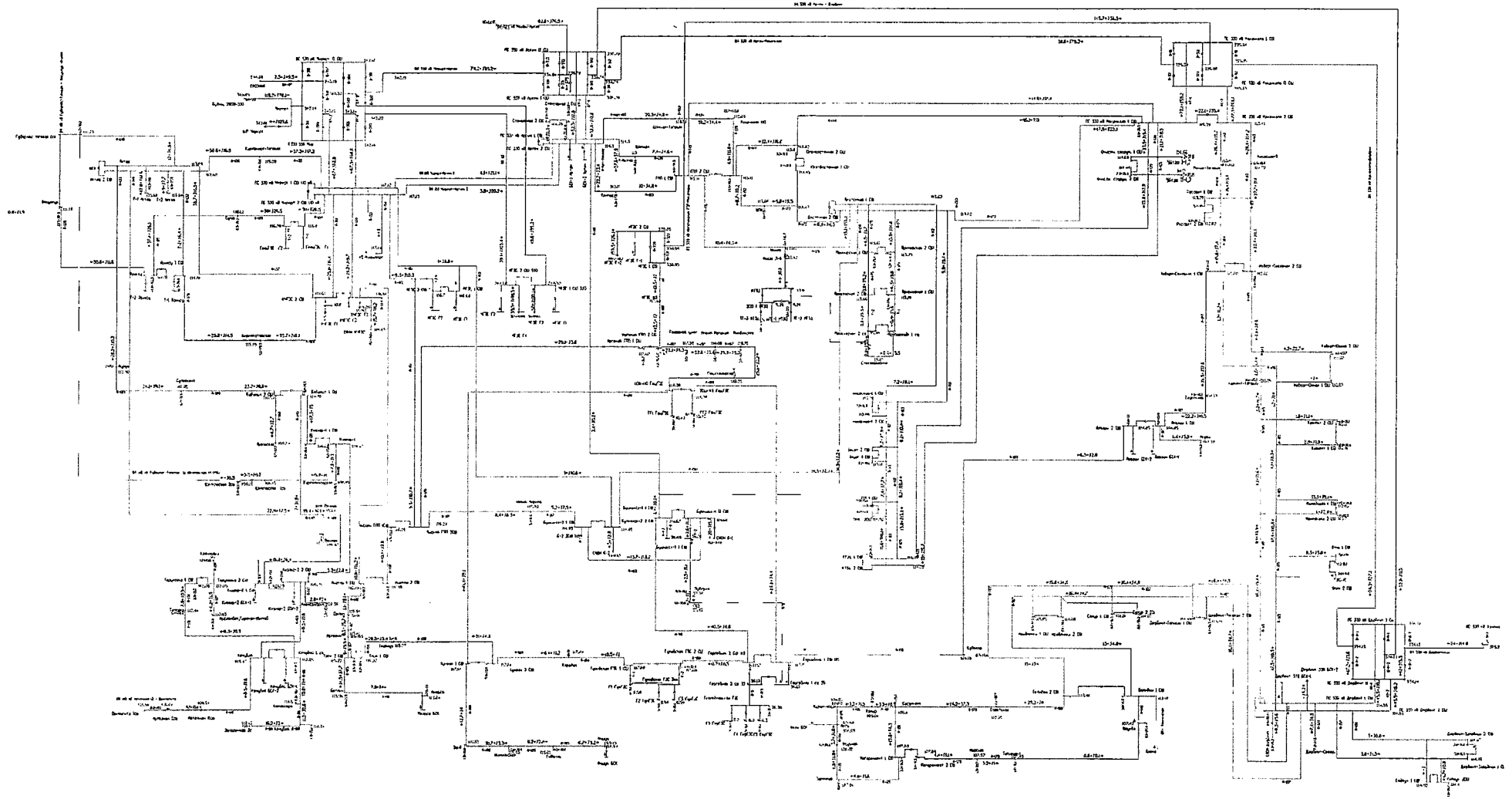


Рисунок 9.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

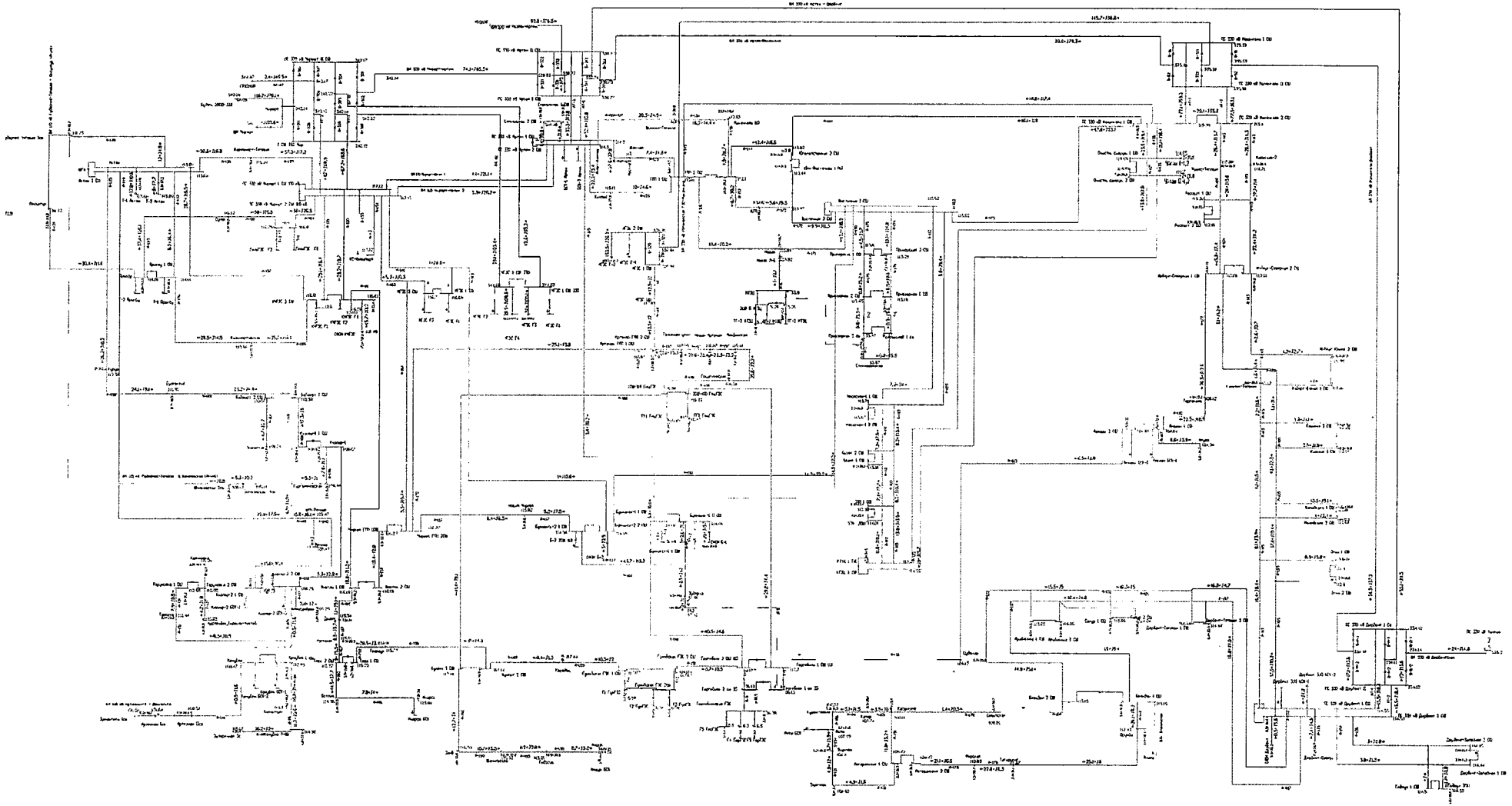


Рисунок 9.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) в нормальной схеме.

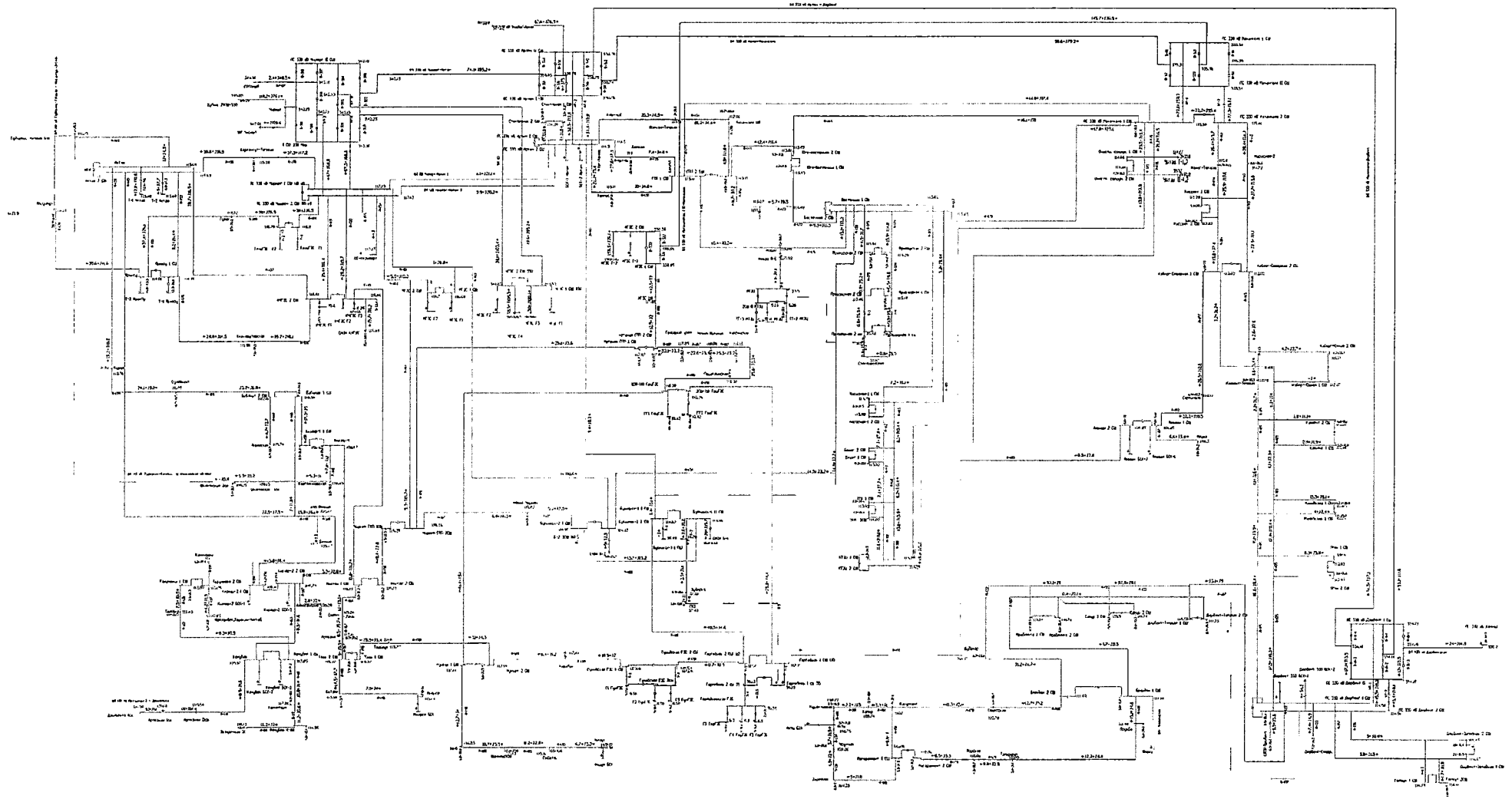


Рисунок 9.4 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) в нормальной схеме.

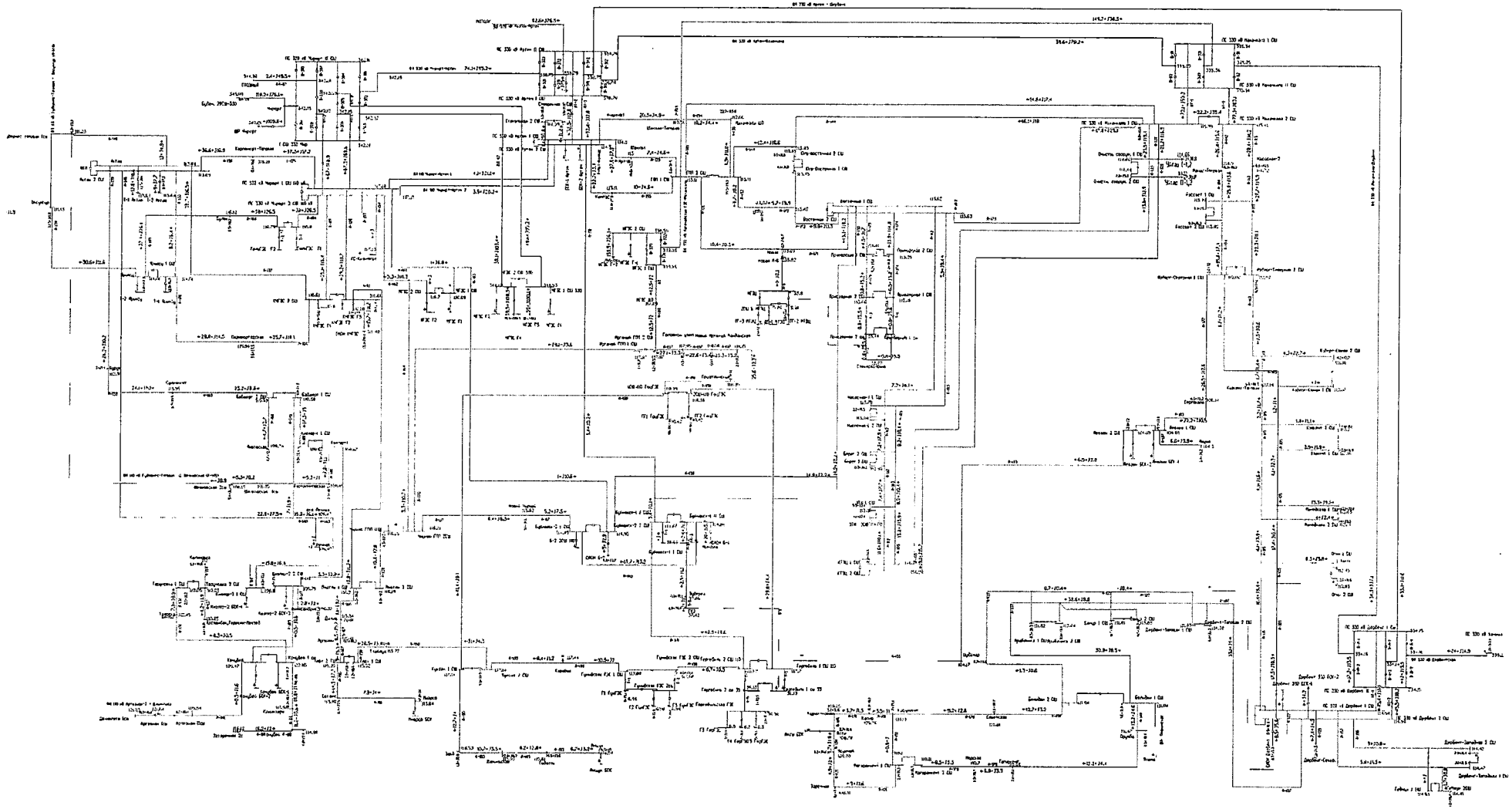


Рисунок 9.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) в нормальной схеме.

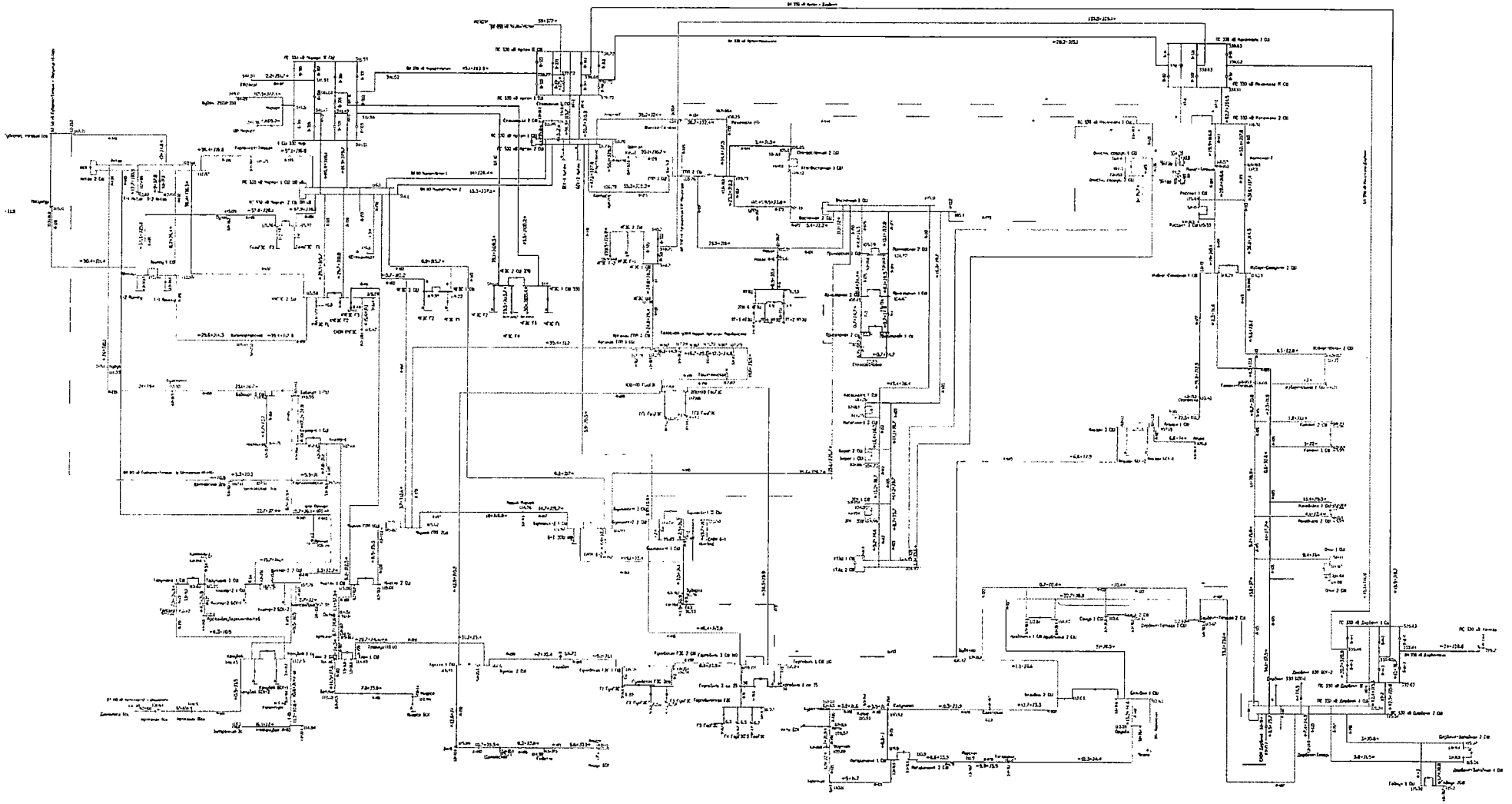


Рисунок 9.6 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме.

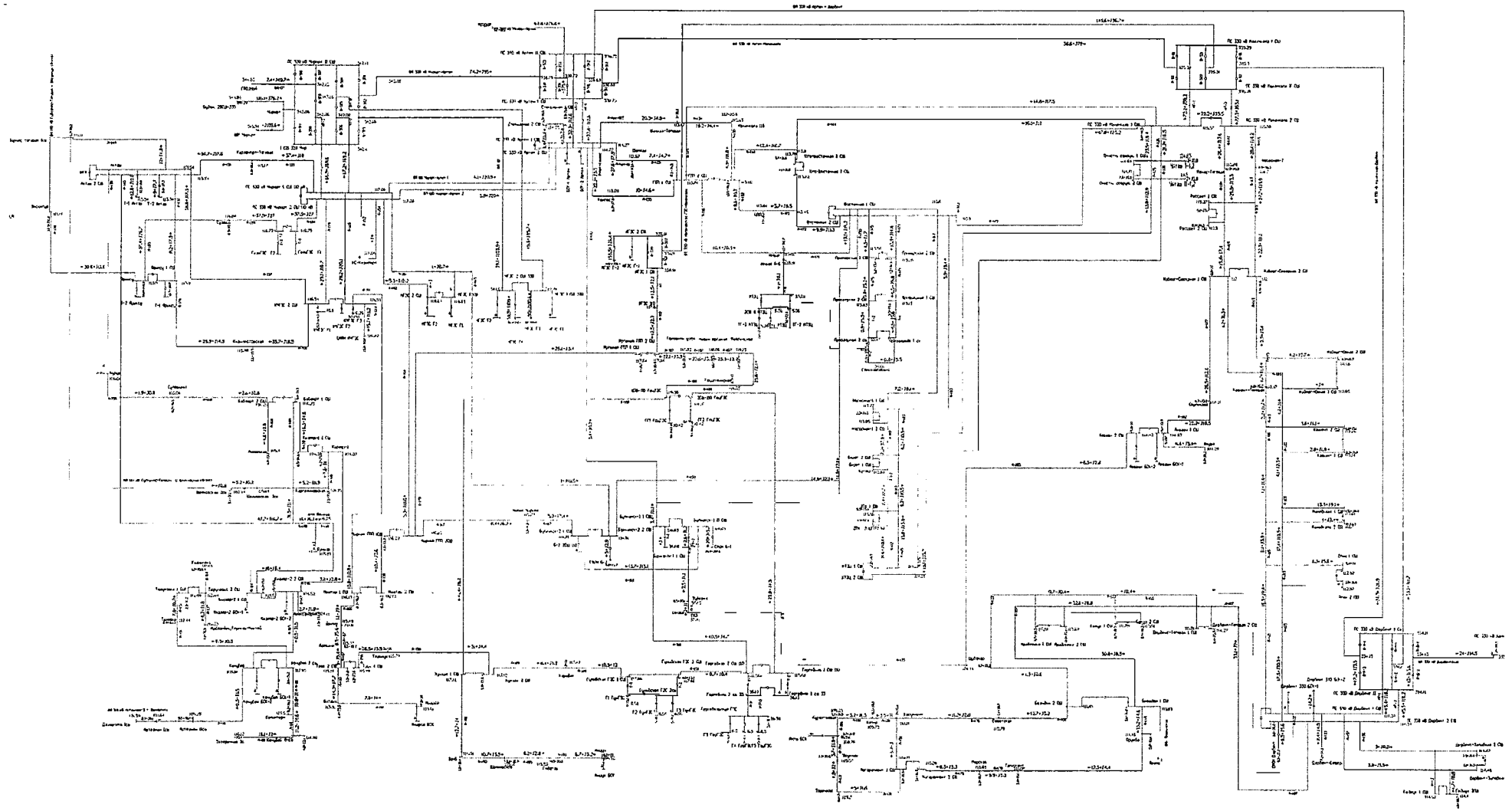


Рисунок 9.7 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ – Куруш (ВЛ-110-139) в нормальной схеме.

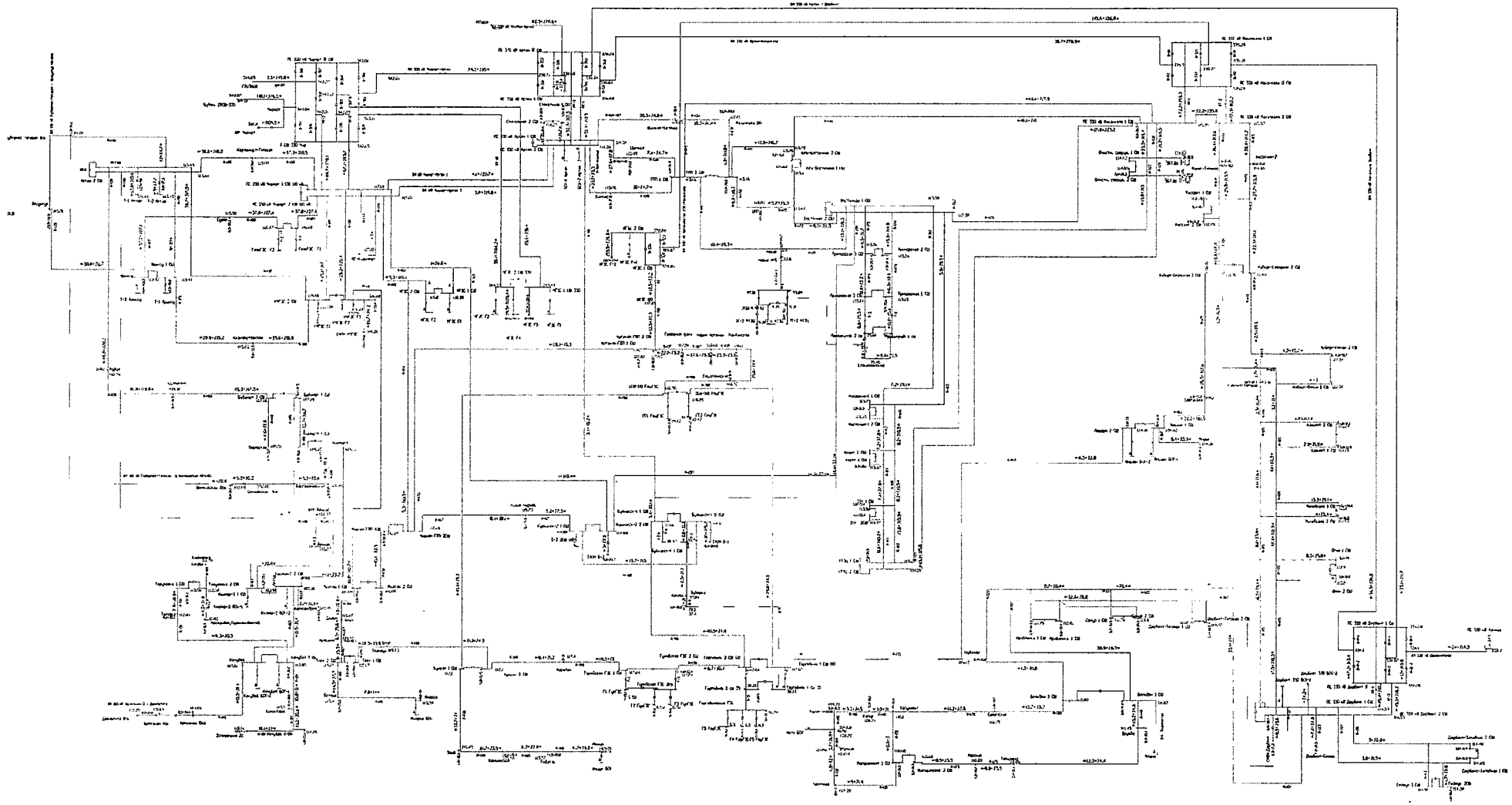


Рисунок 9.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) в нормальной схеме.

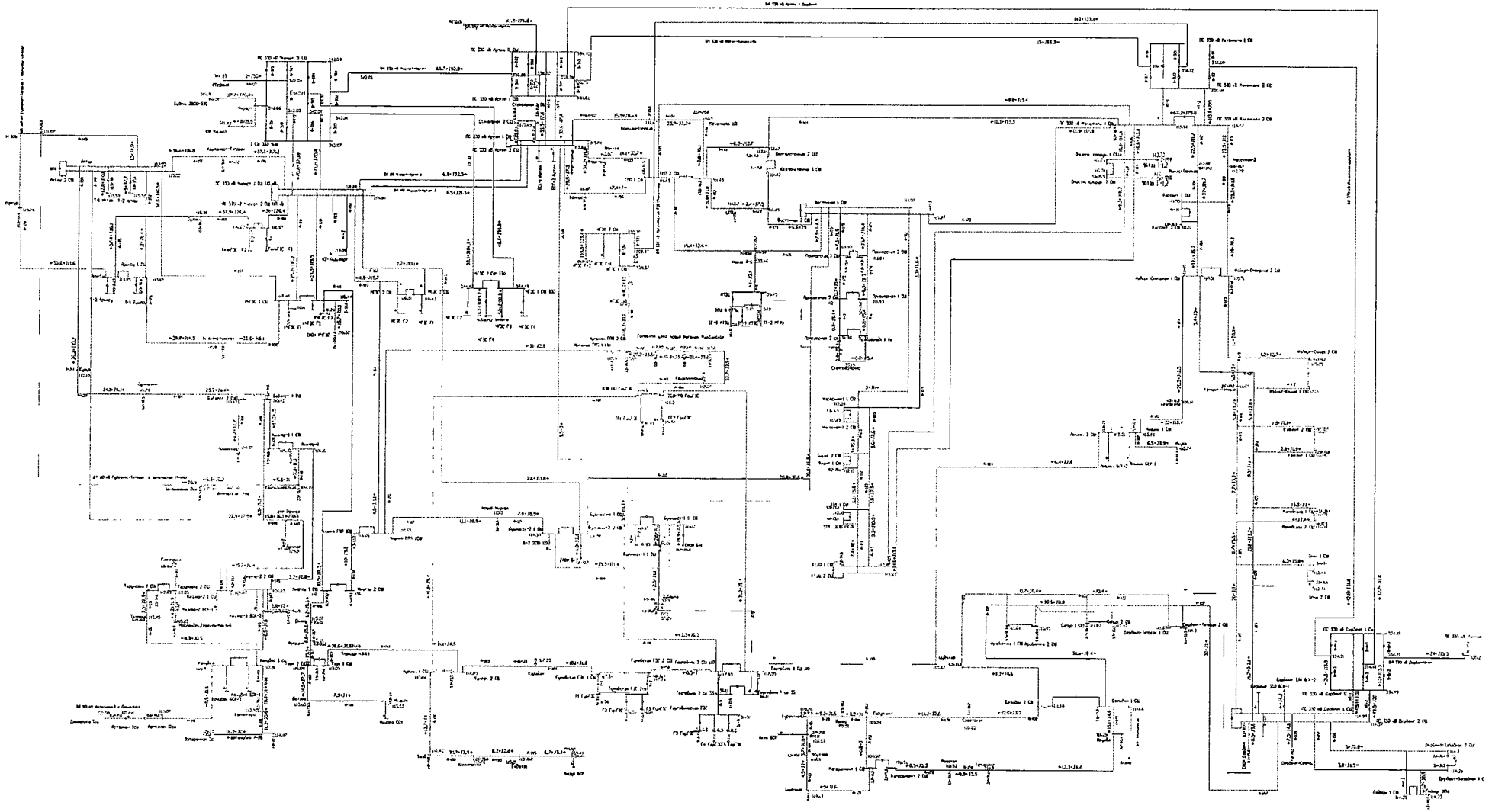


Рисунок 9.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

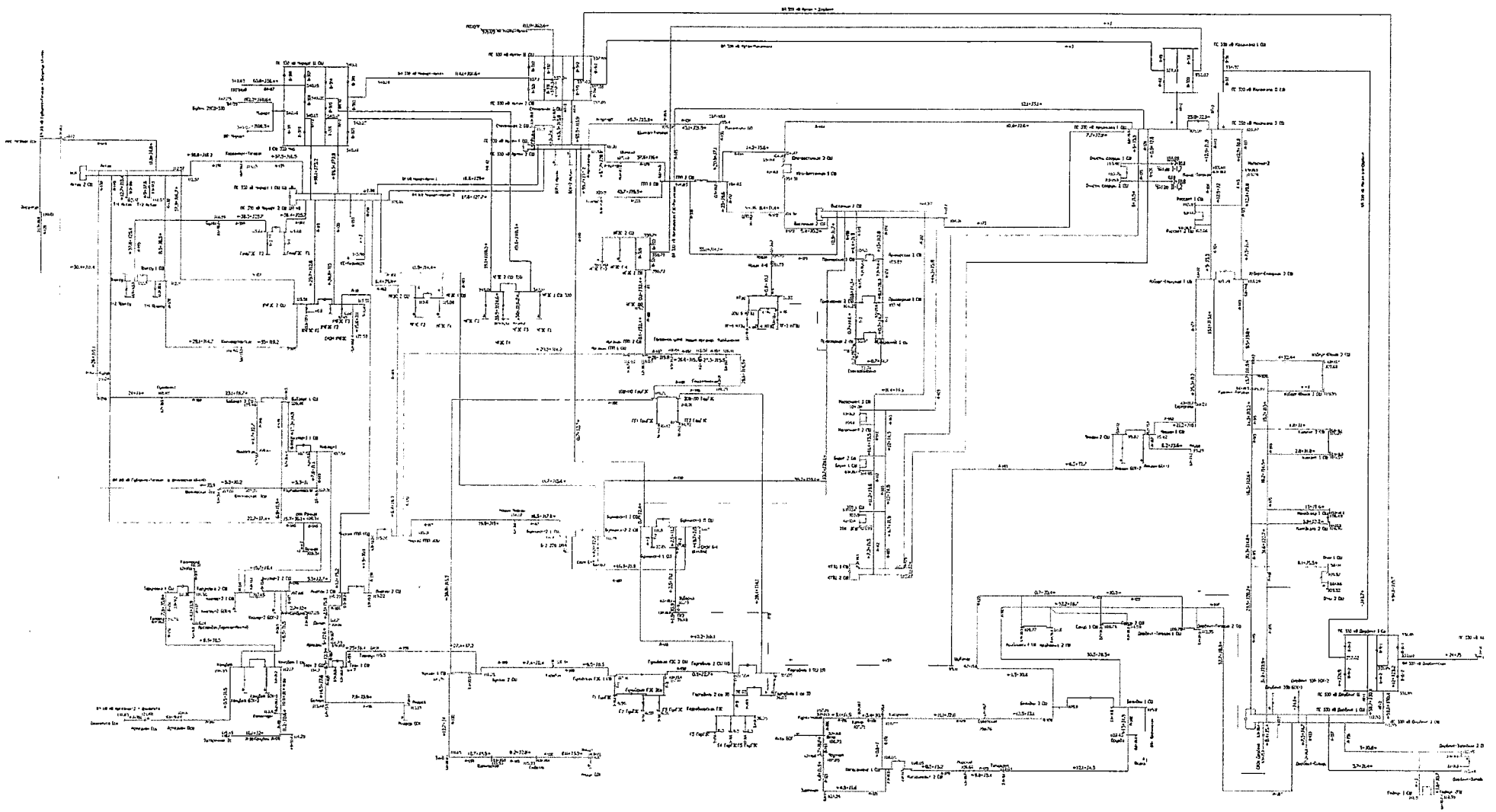


Рисунок 9.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

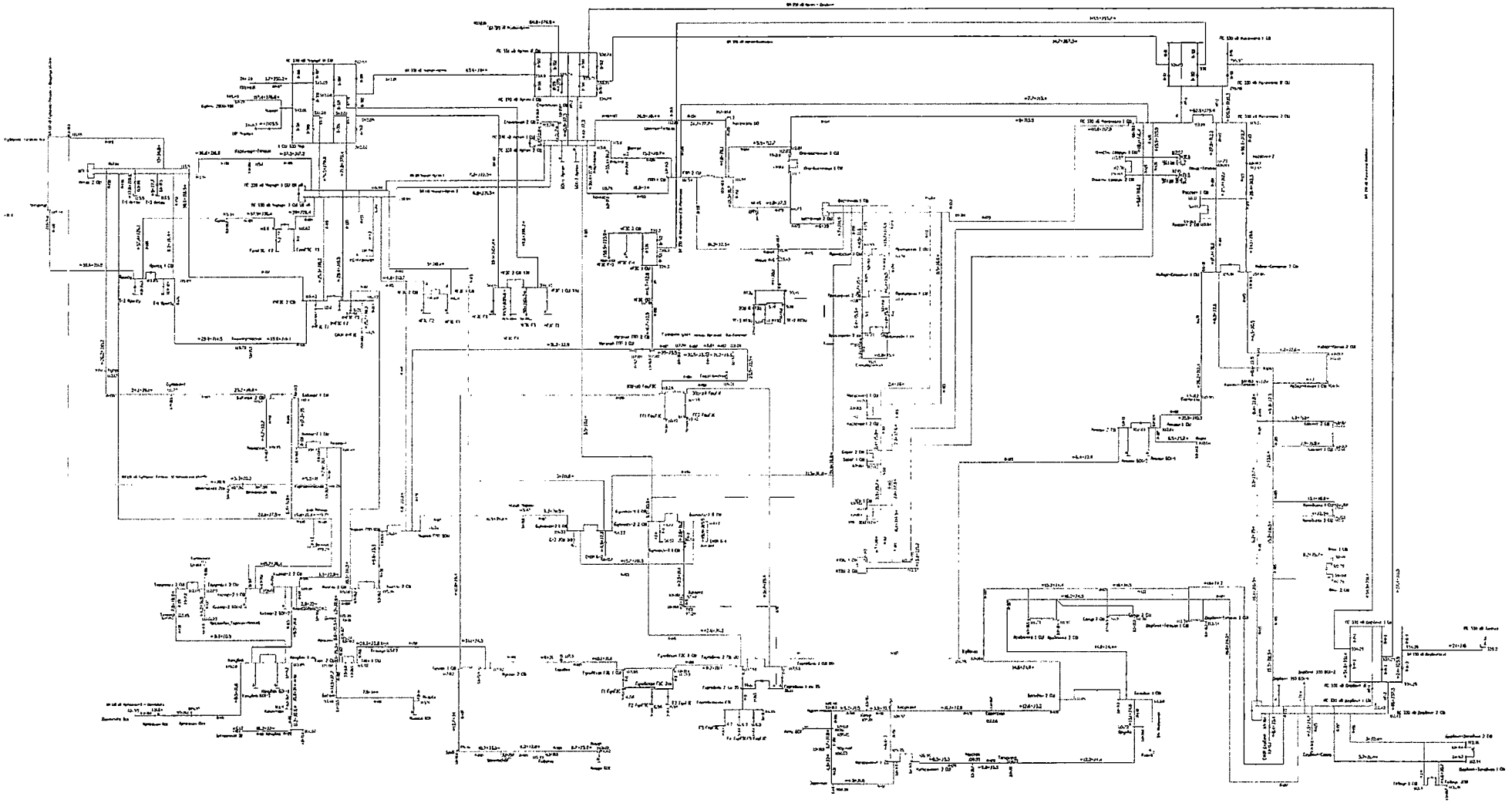


Рисунок 9.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

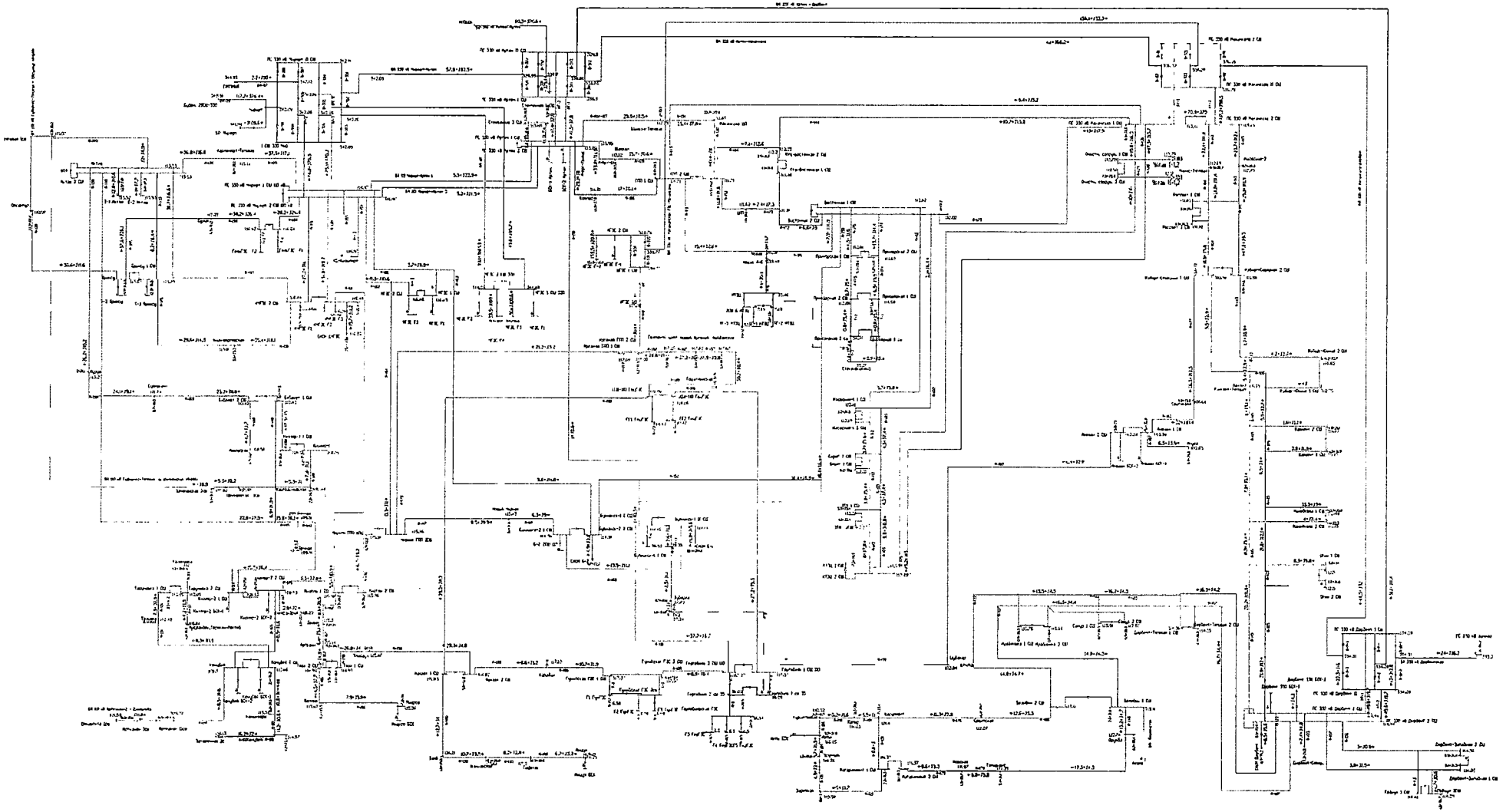


Рисунок 9.12 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

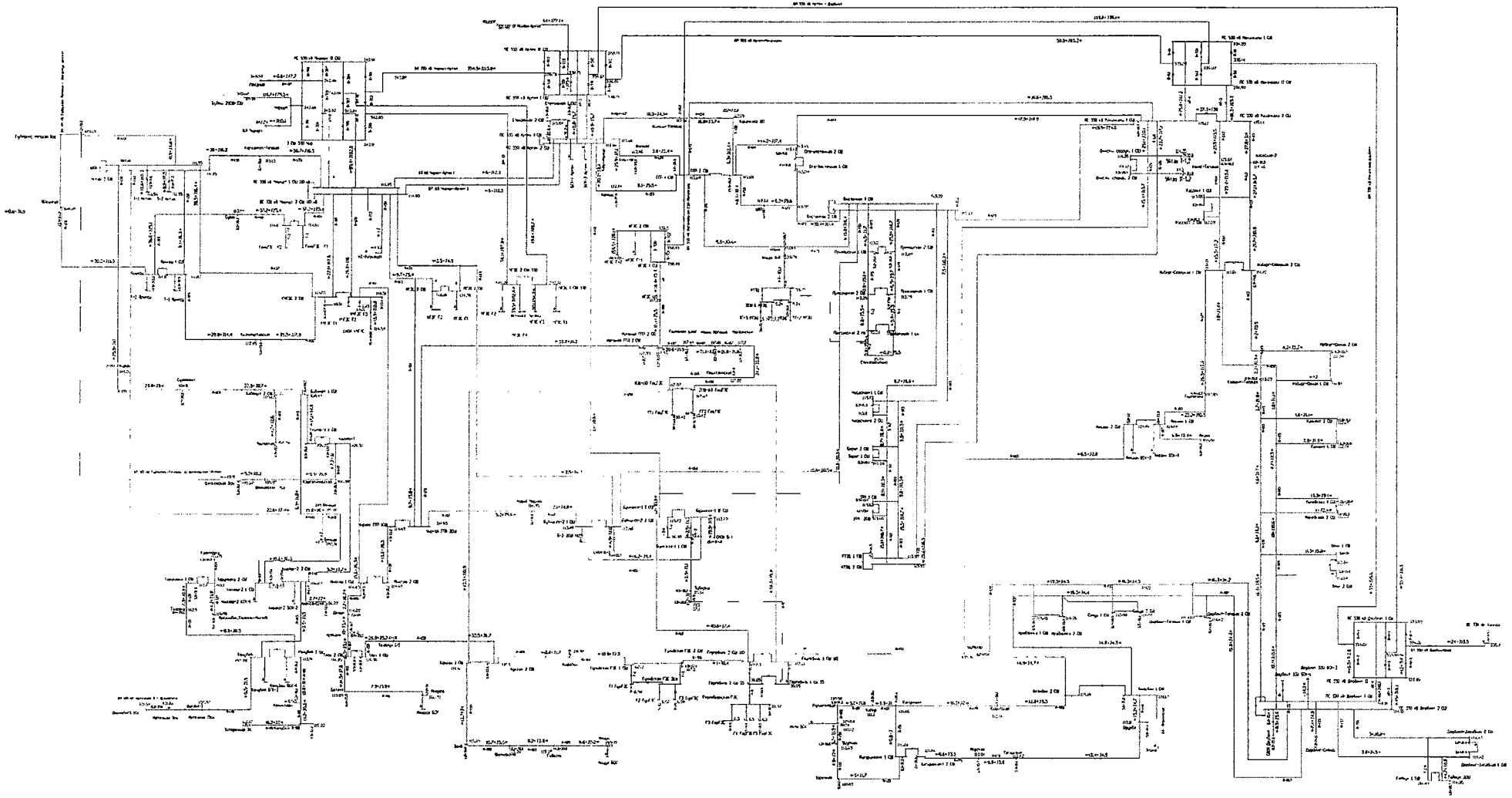


Рисунок 9.13 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Схема ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт. Нормальный режим.

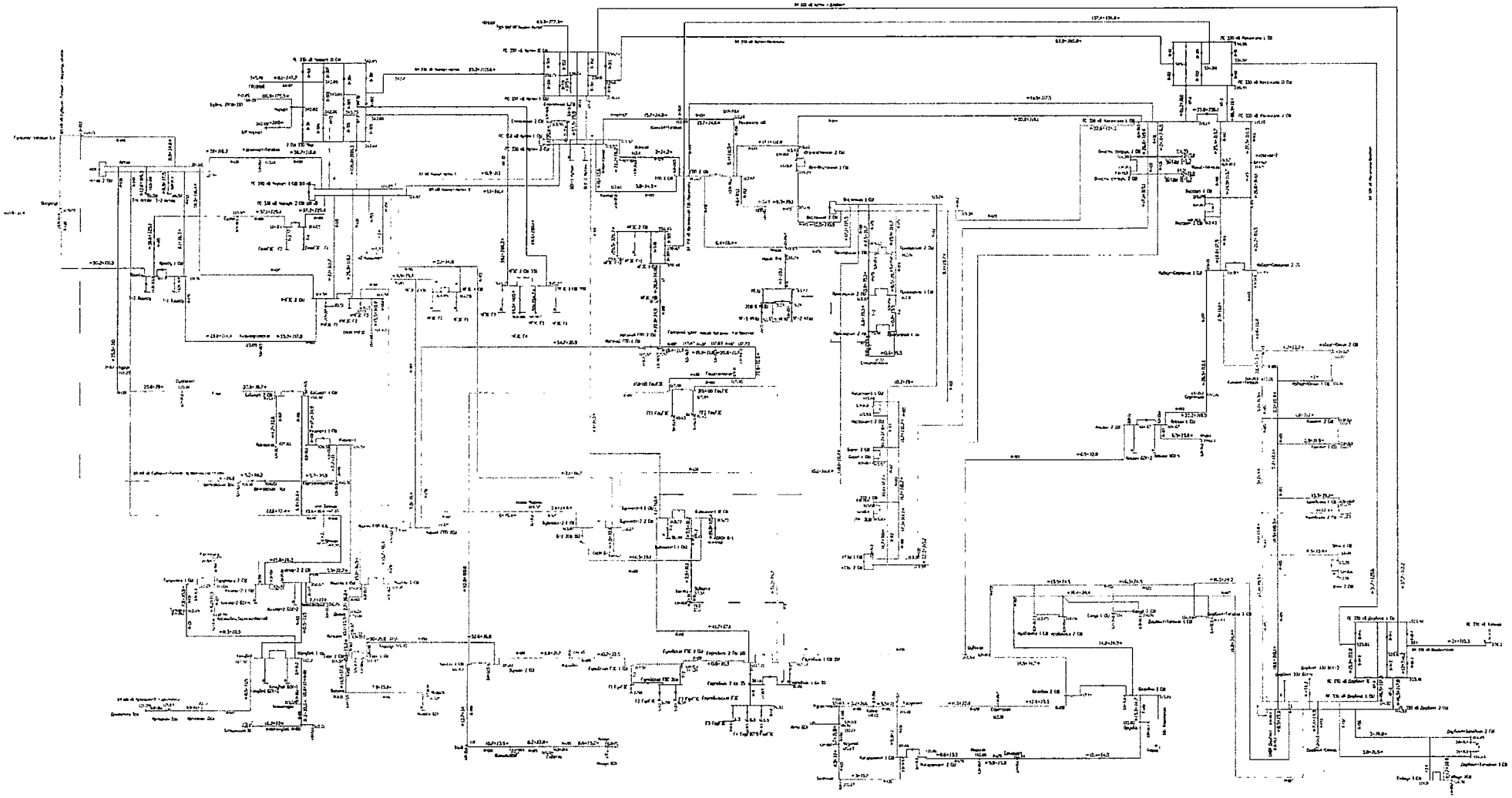


Рисунок 9.14 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

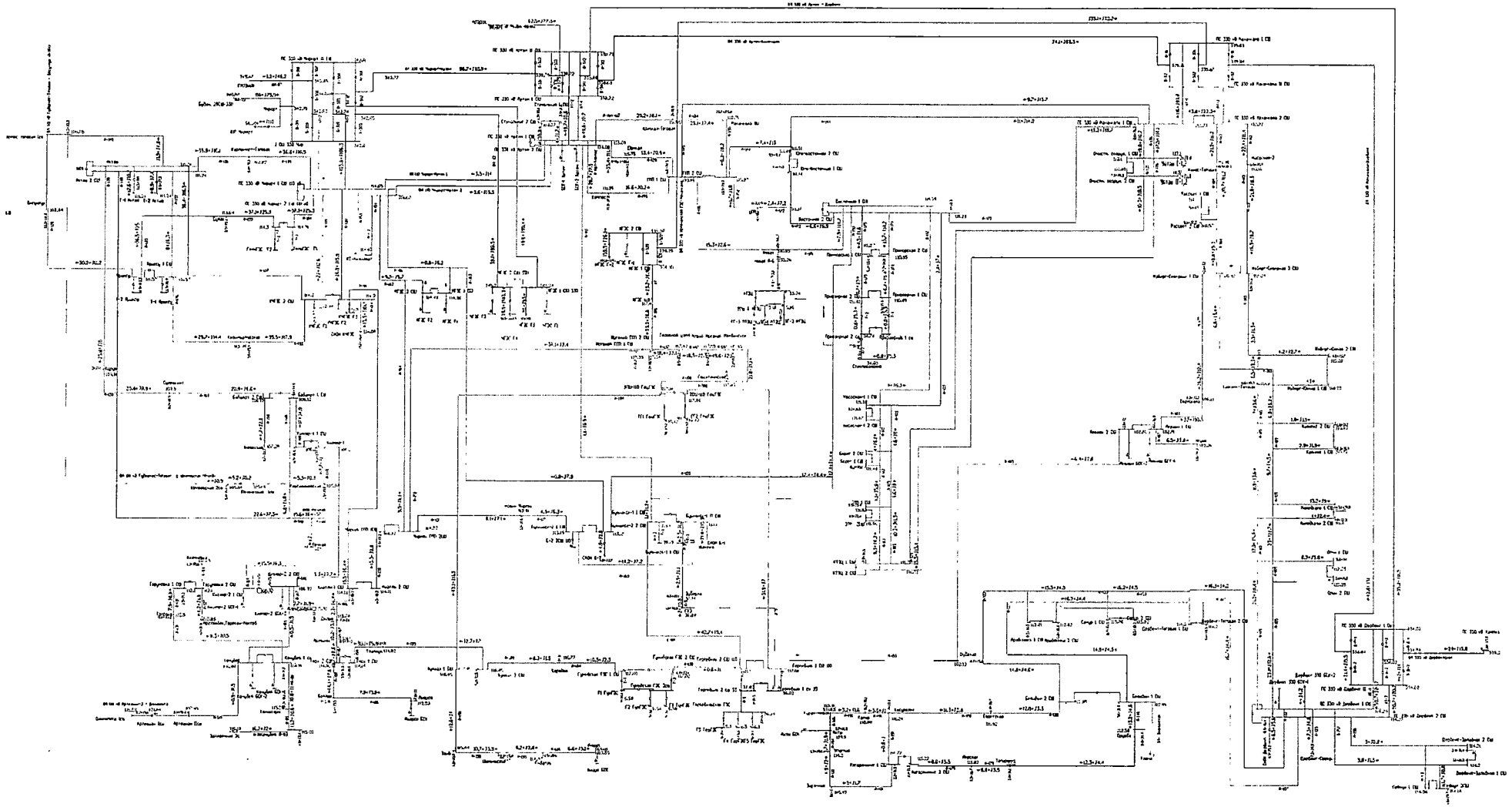


Рисунок 9.15 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

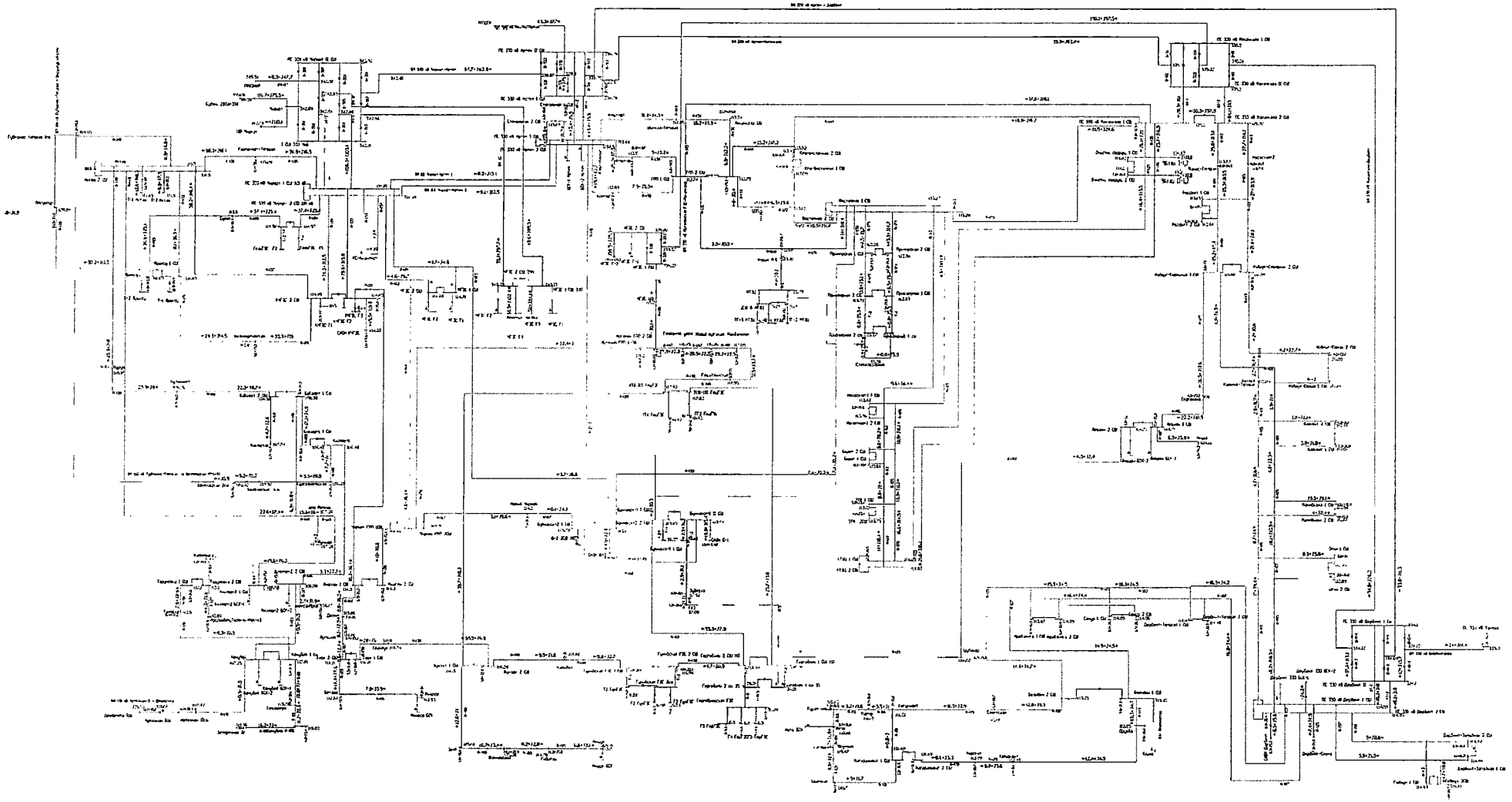


Рисунок 9.16 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

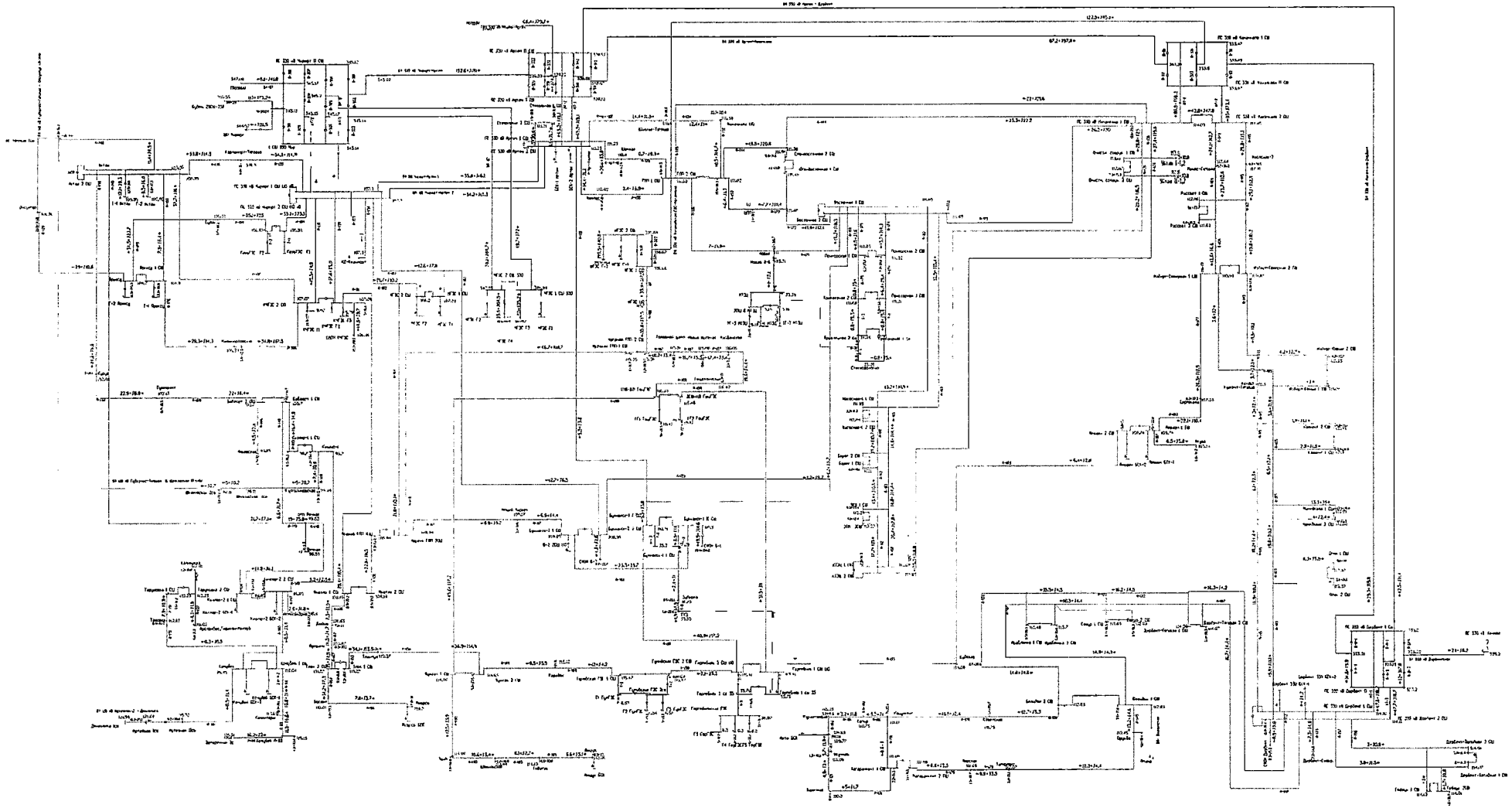


Рисунок 9.17Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

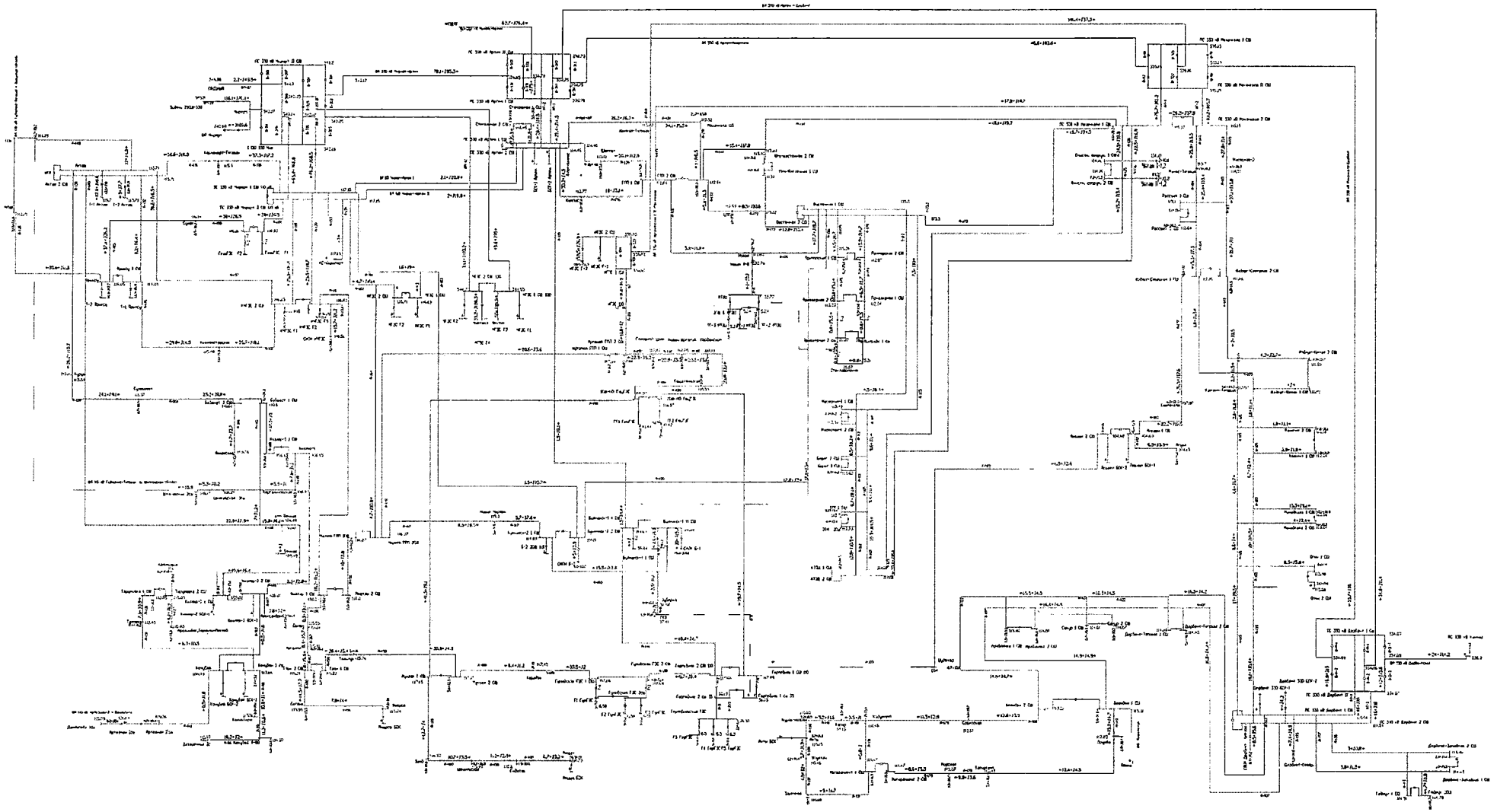


Рисунок 9.18 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал. Нормальный режим.

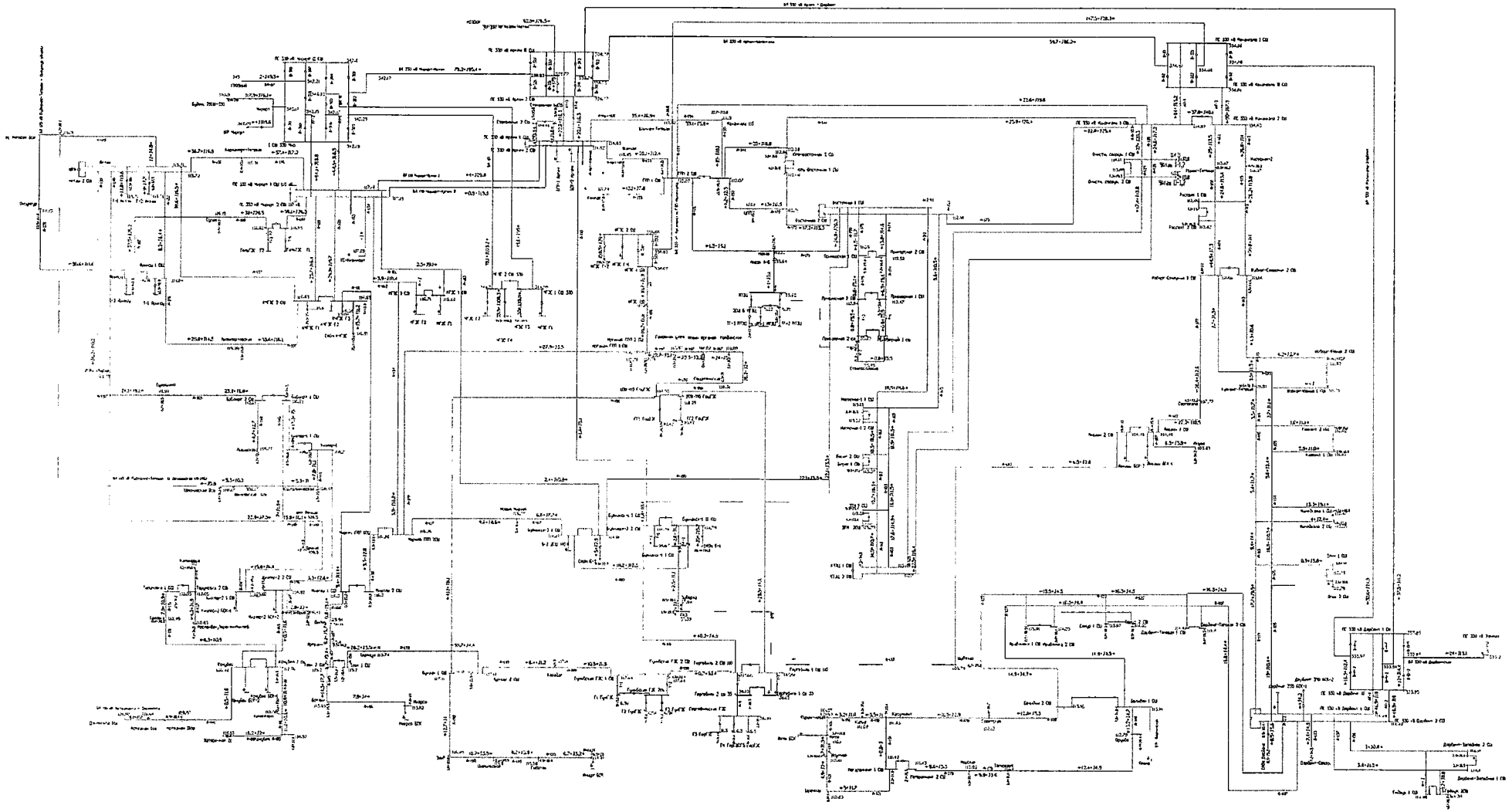


Рисунок 9.19 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Компас в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шалхал.

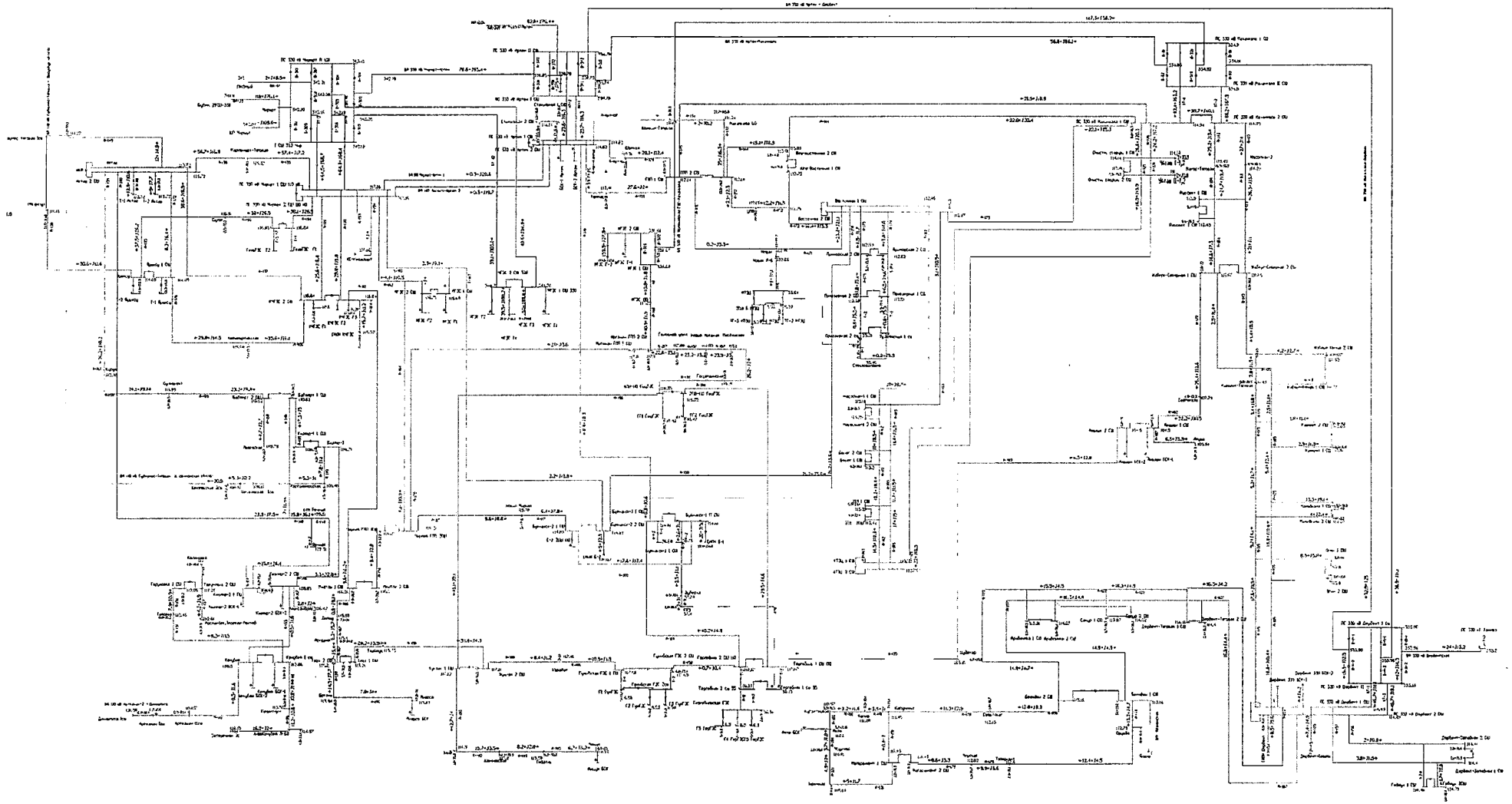


Рисунок 9.20 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

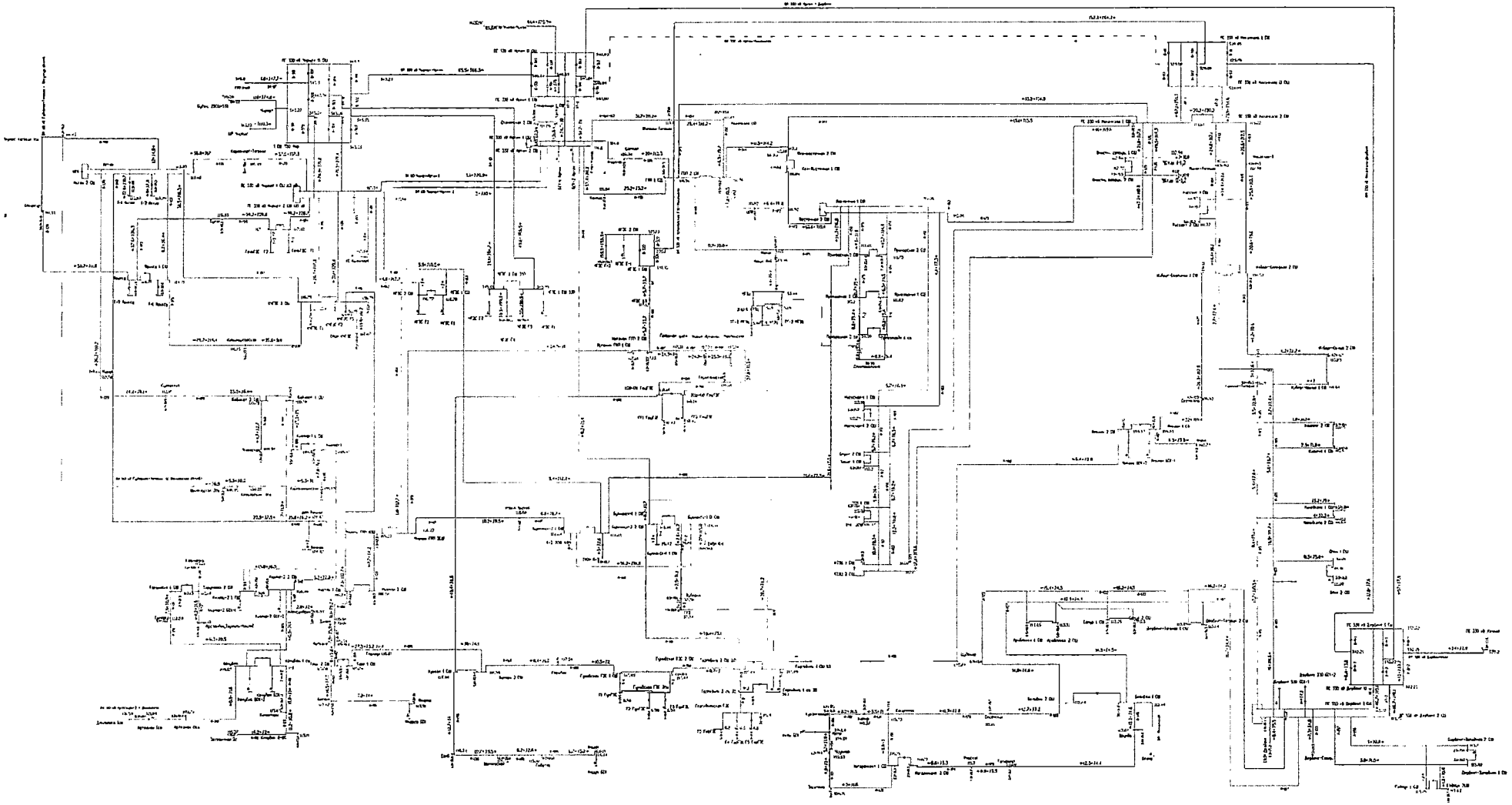


Рисунок 9.21 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

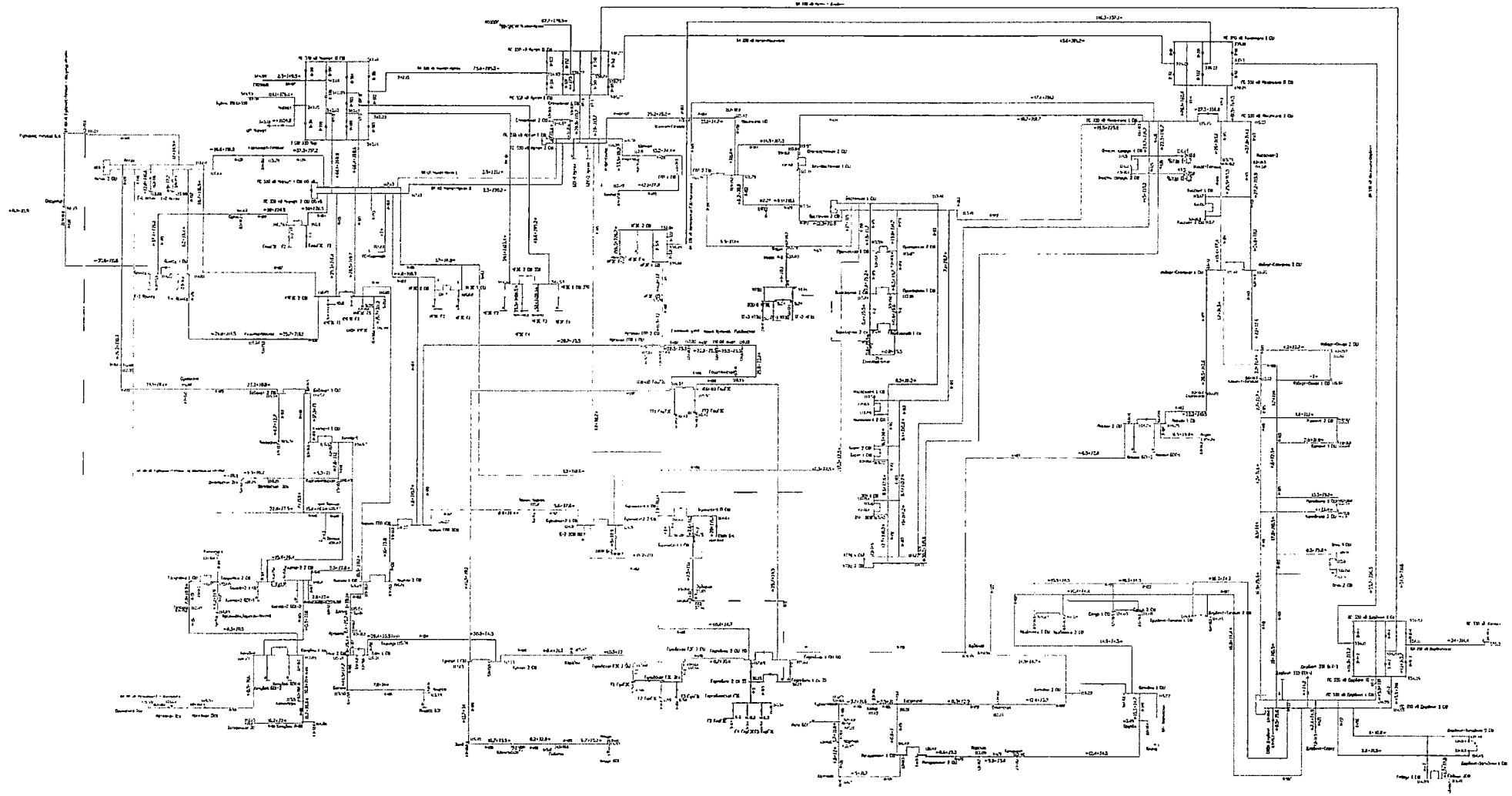


Рисунок 9.22 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас. Нормальный режим.

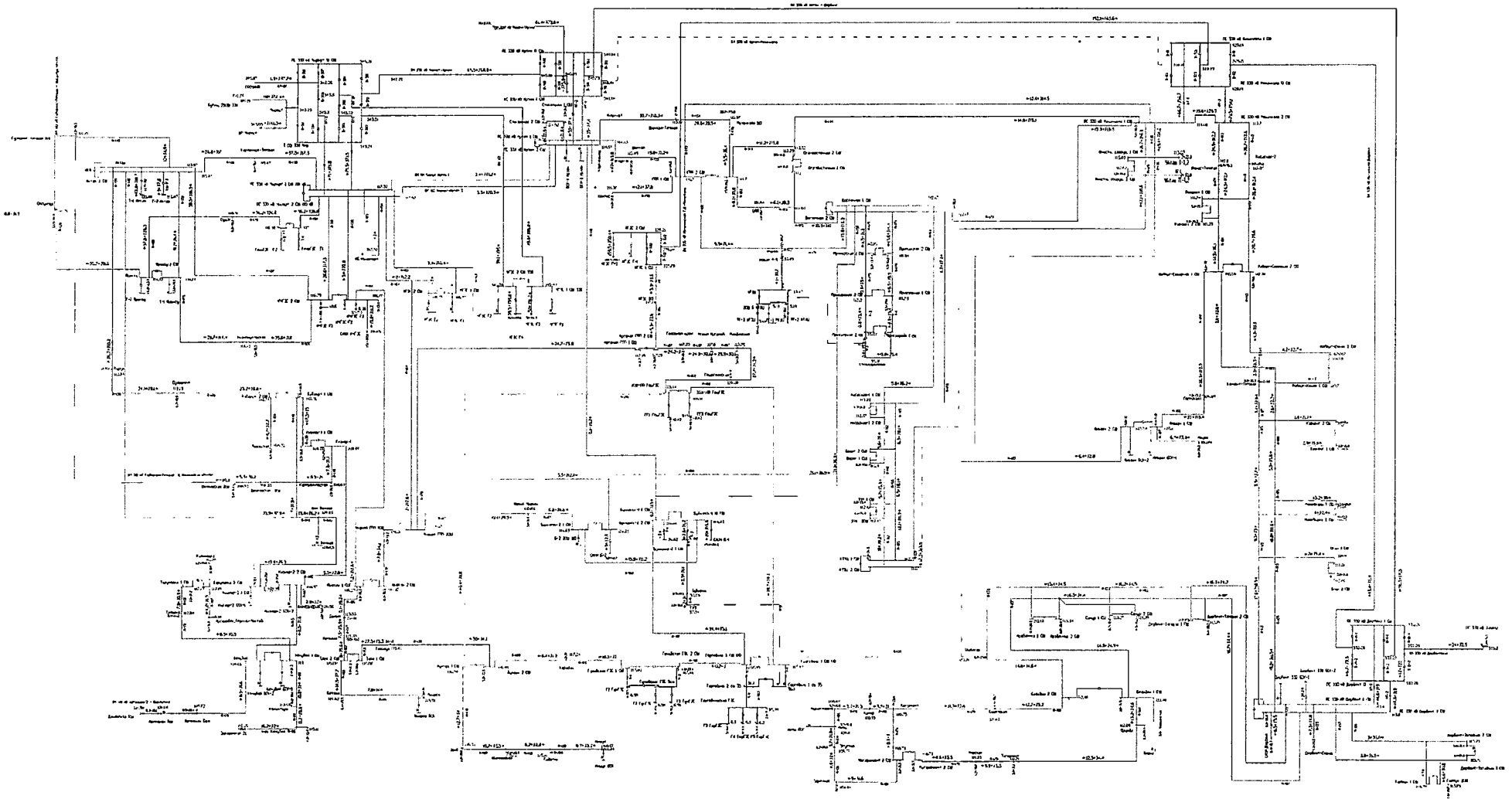


Рисунок 9.23 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас.

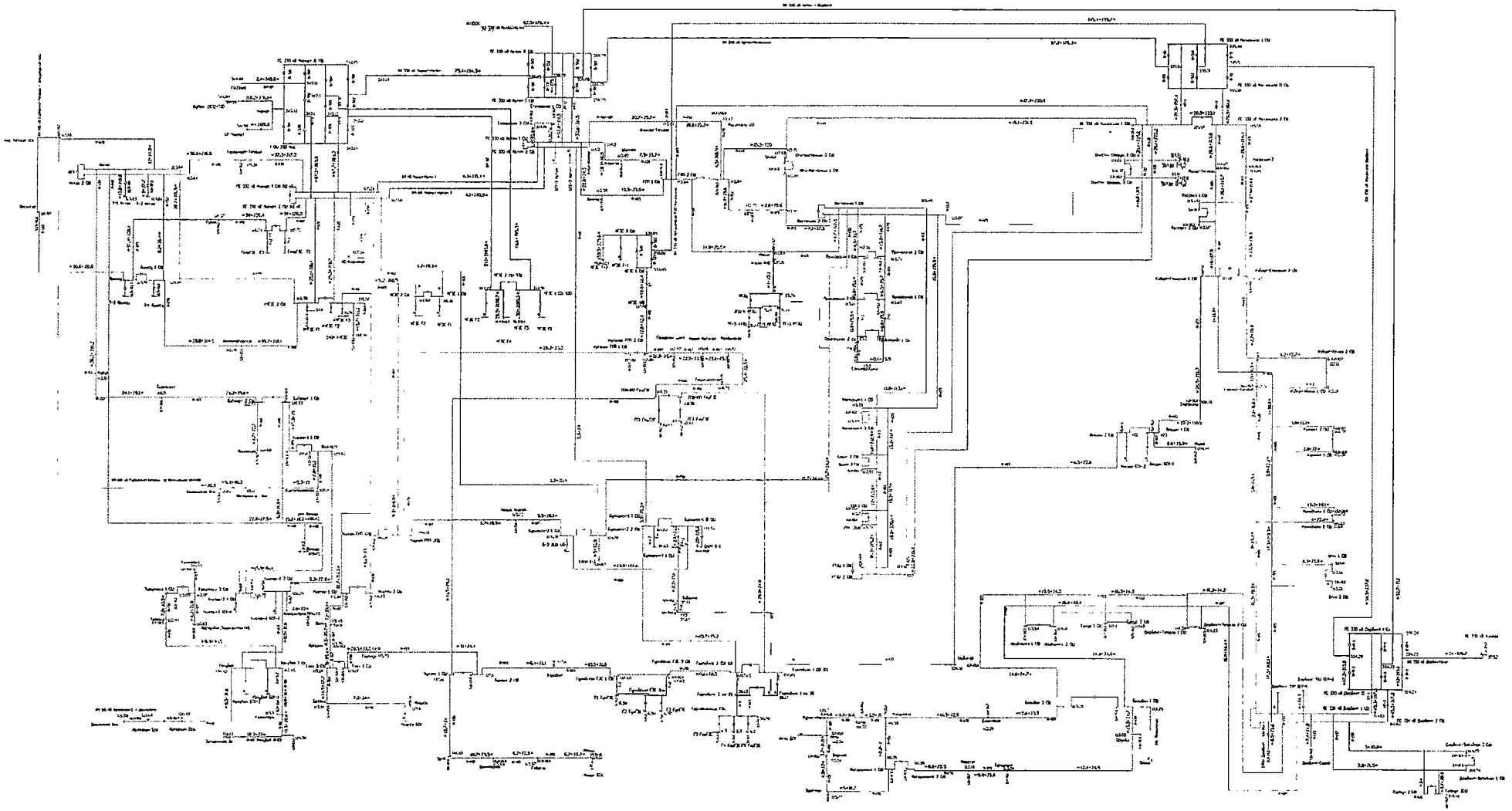


Рисунок 9.24 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173). Нормальный режим.

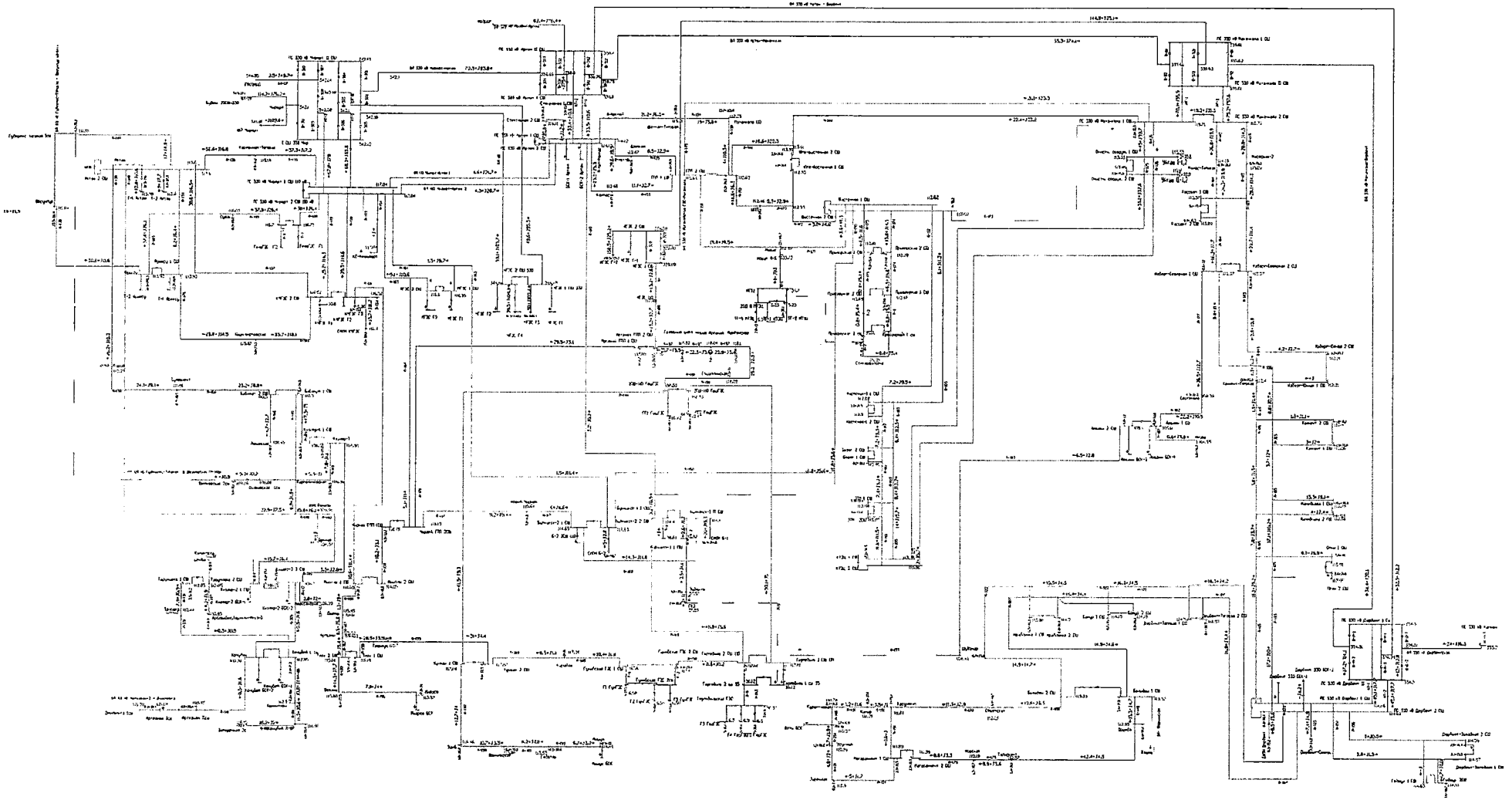


Рисунок 9.25 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

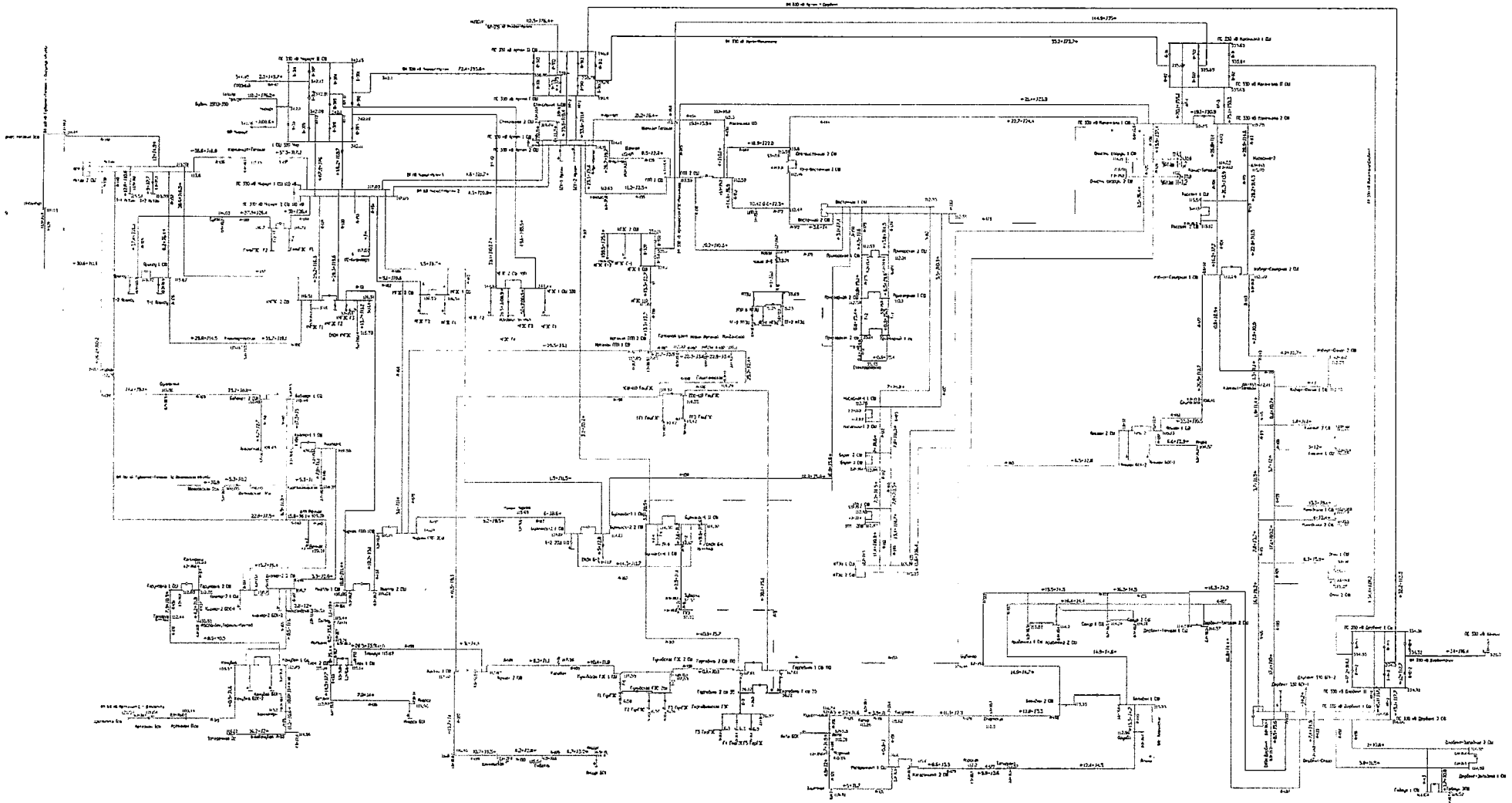


Рисунок 9.26 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

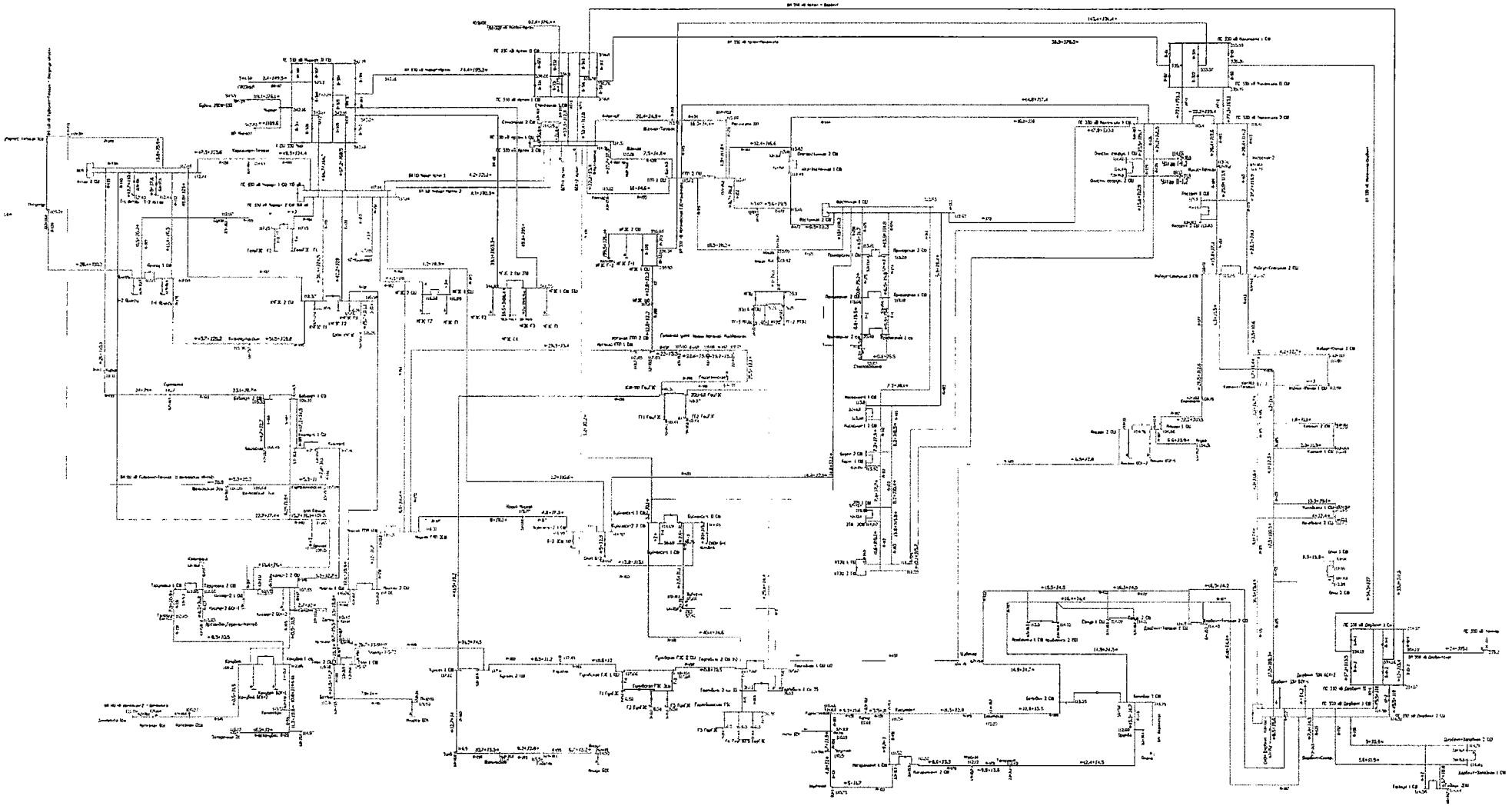


Рисунок 9.27 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199). Нормальный режим.

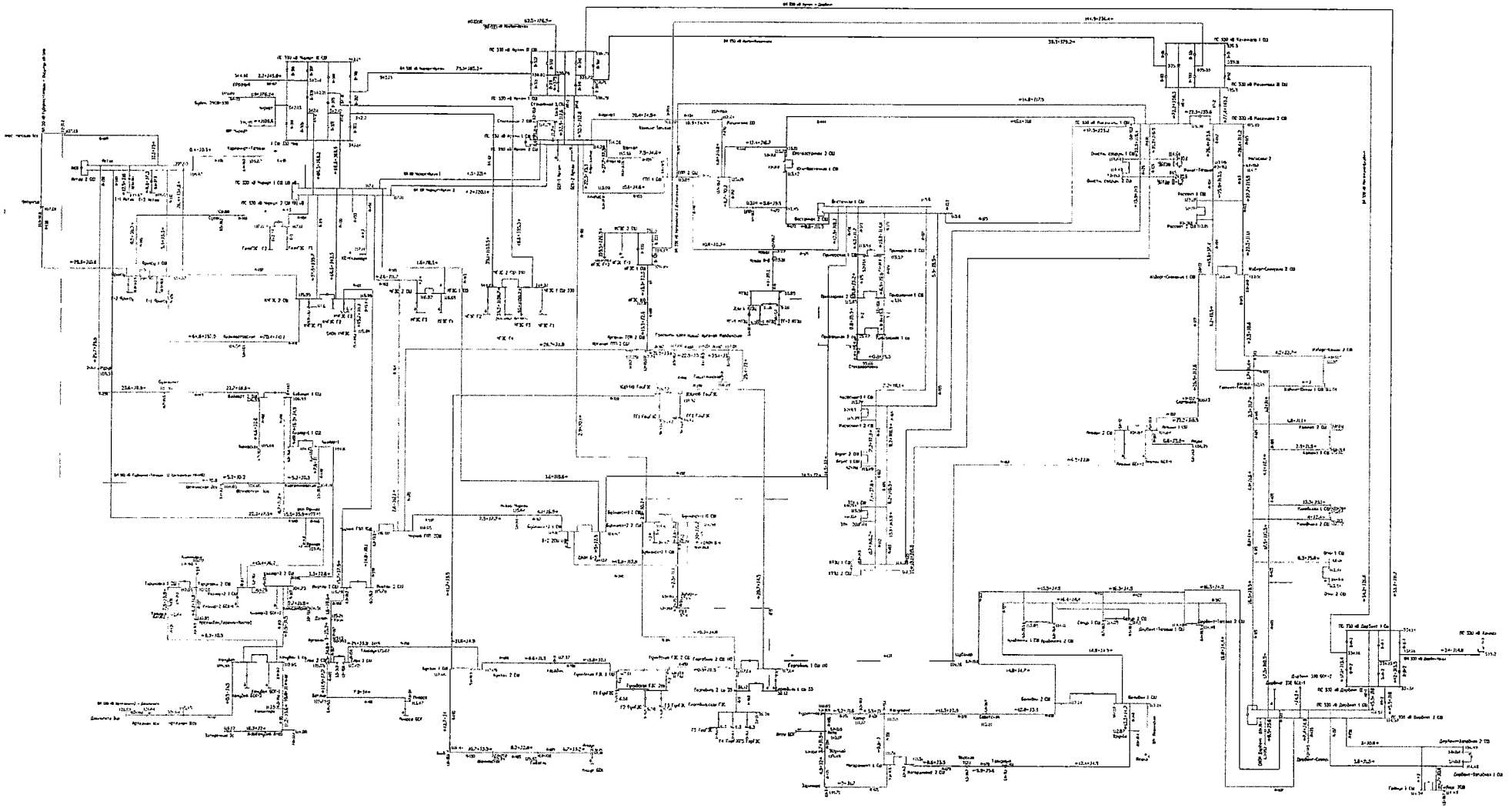


Рисунок 9.28 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

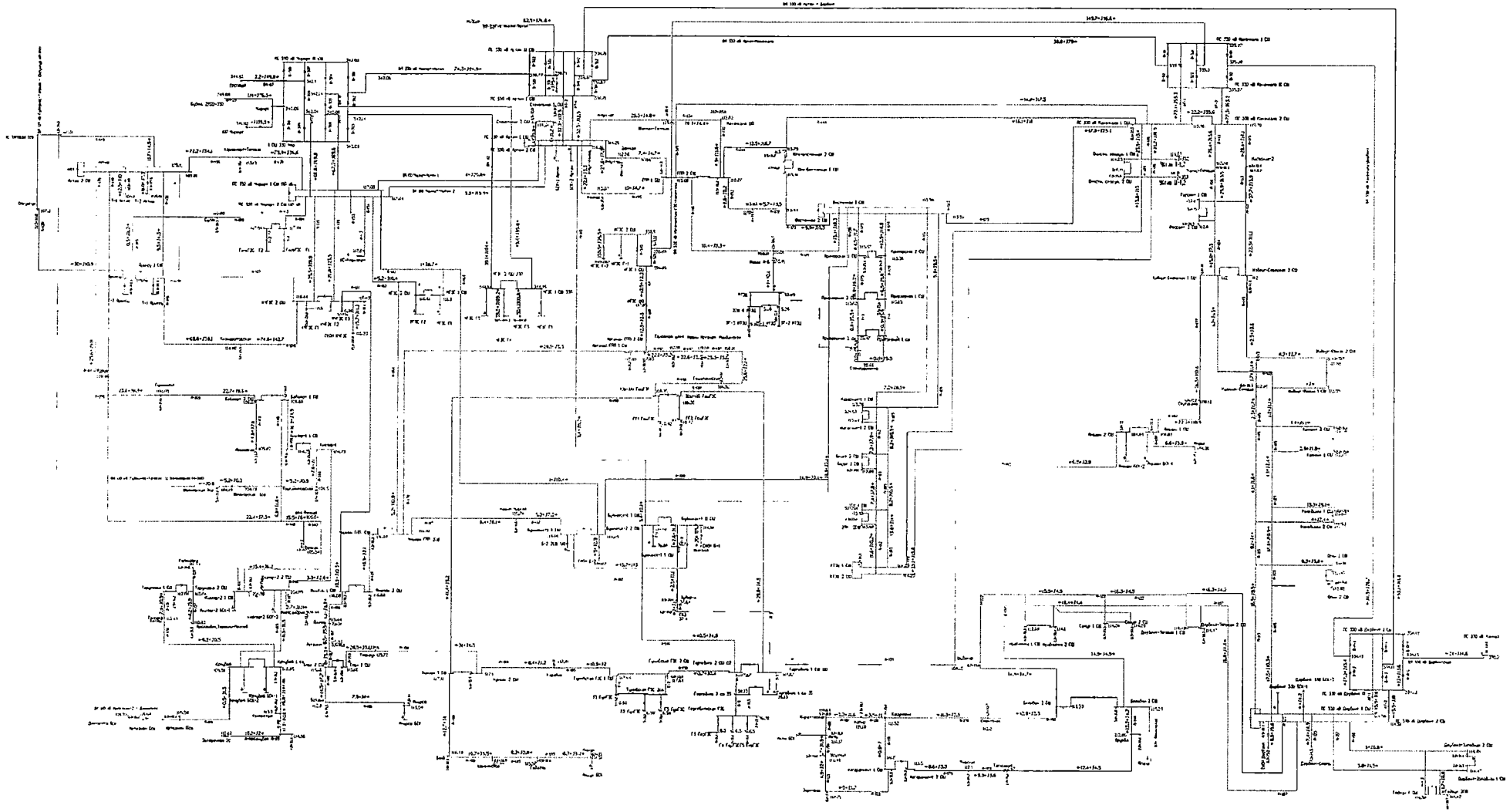


Рисунок 9.29 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

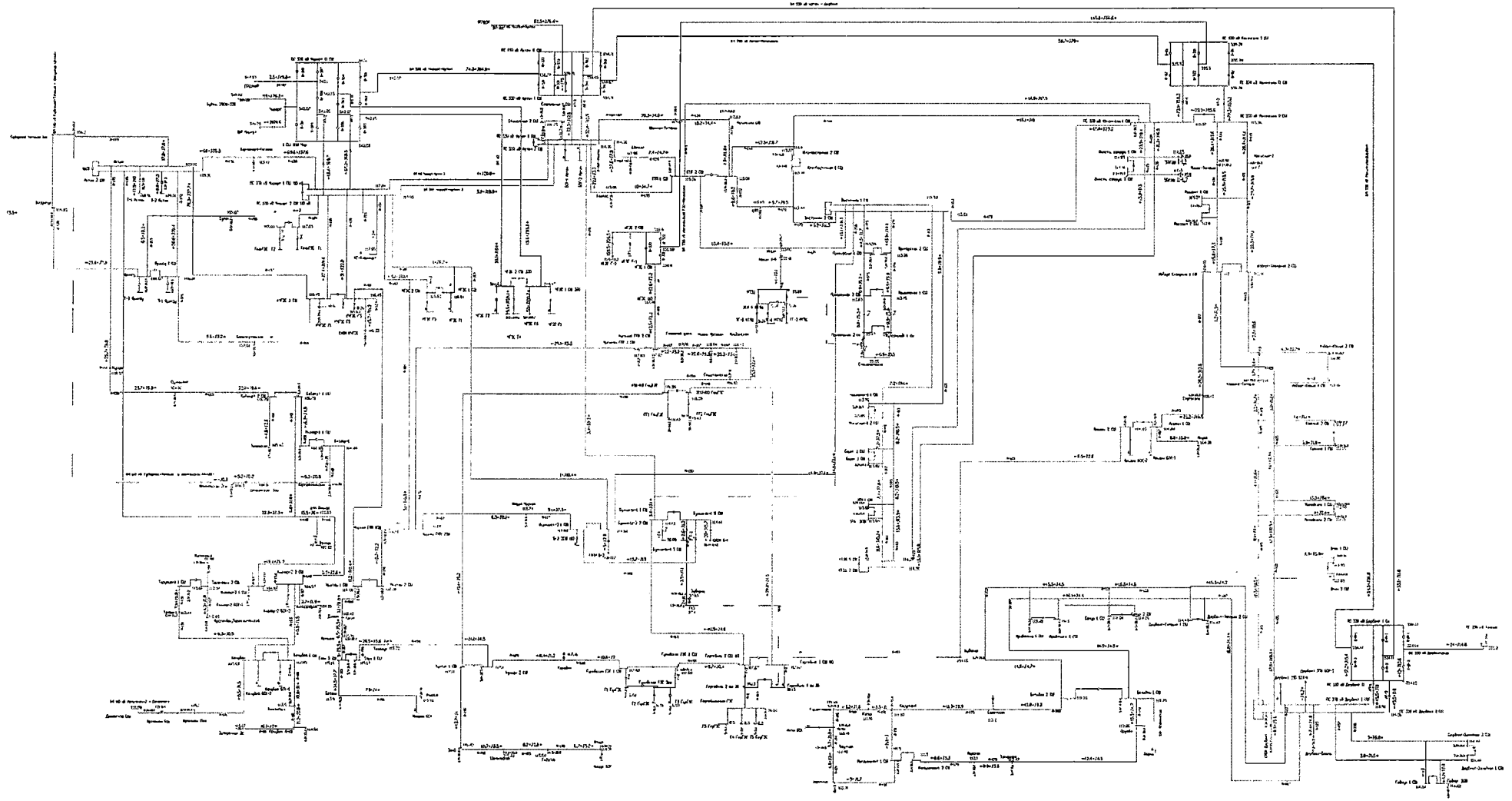


Рисунок 9.30 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

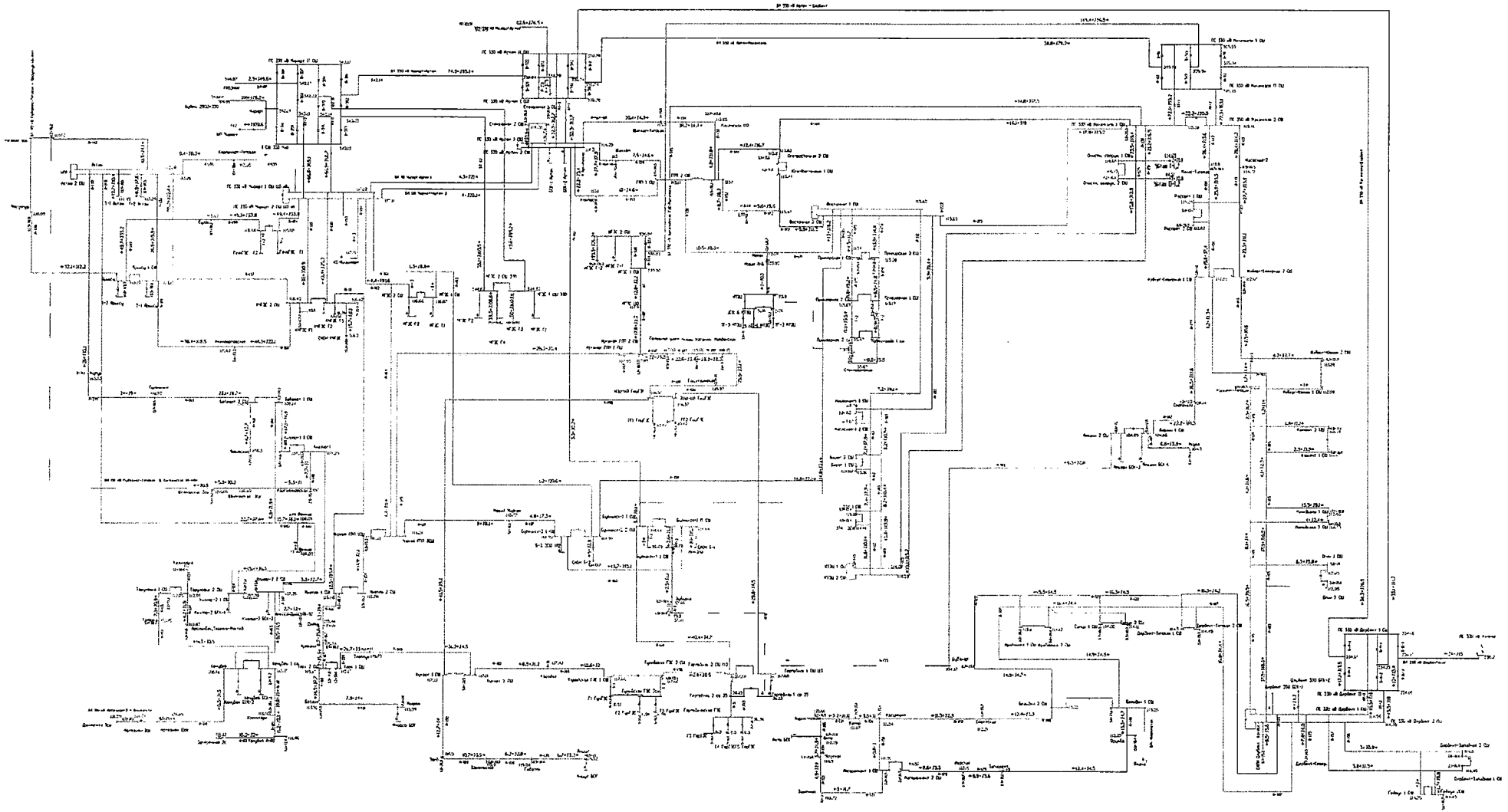


Рисунок 9.31 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135). Нормальный режим.

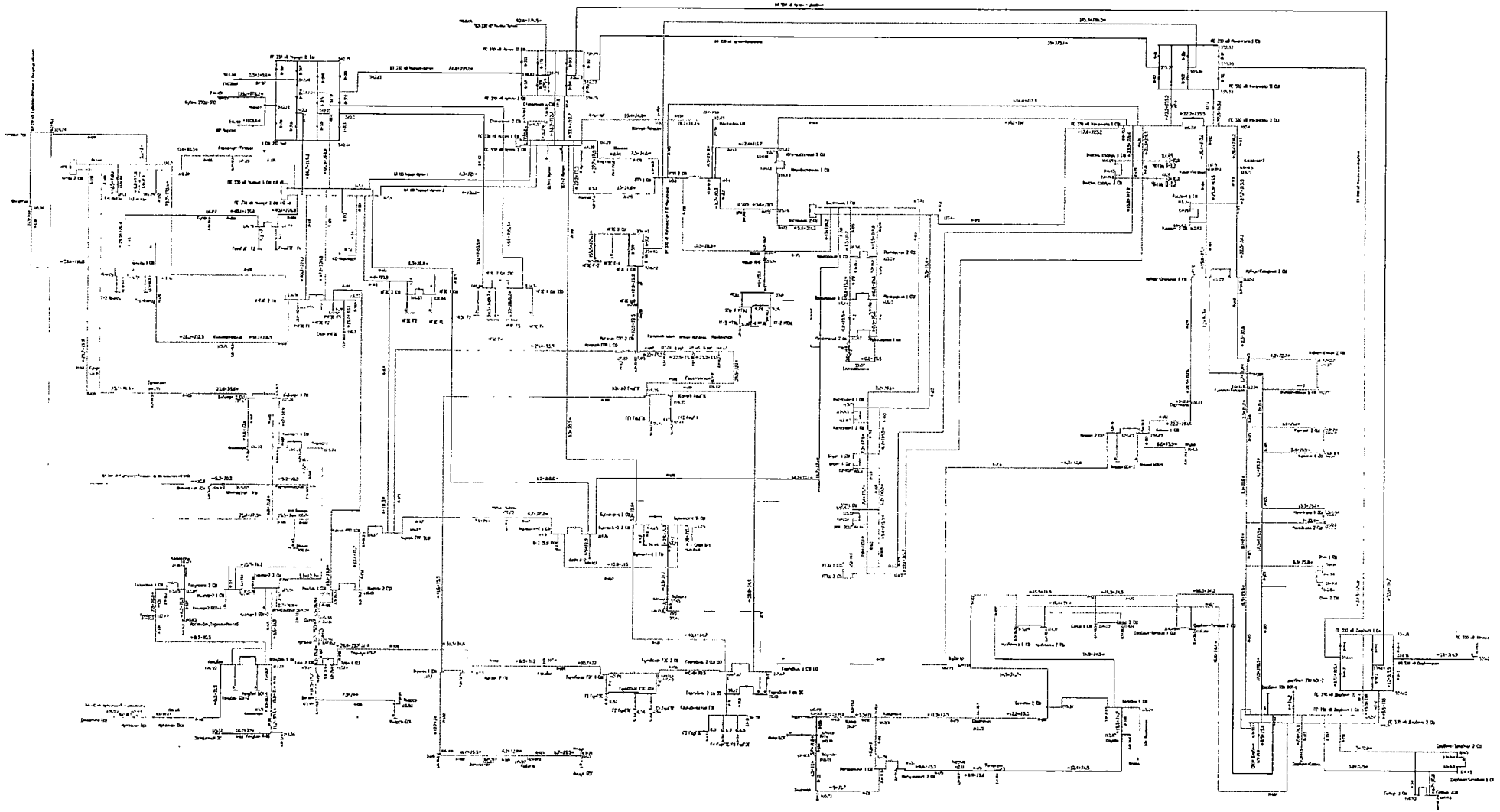


Рисунок 9.32 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

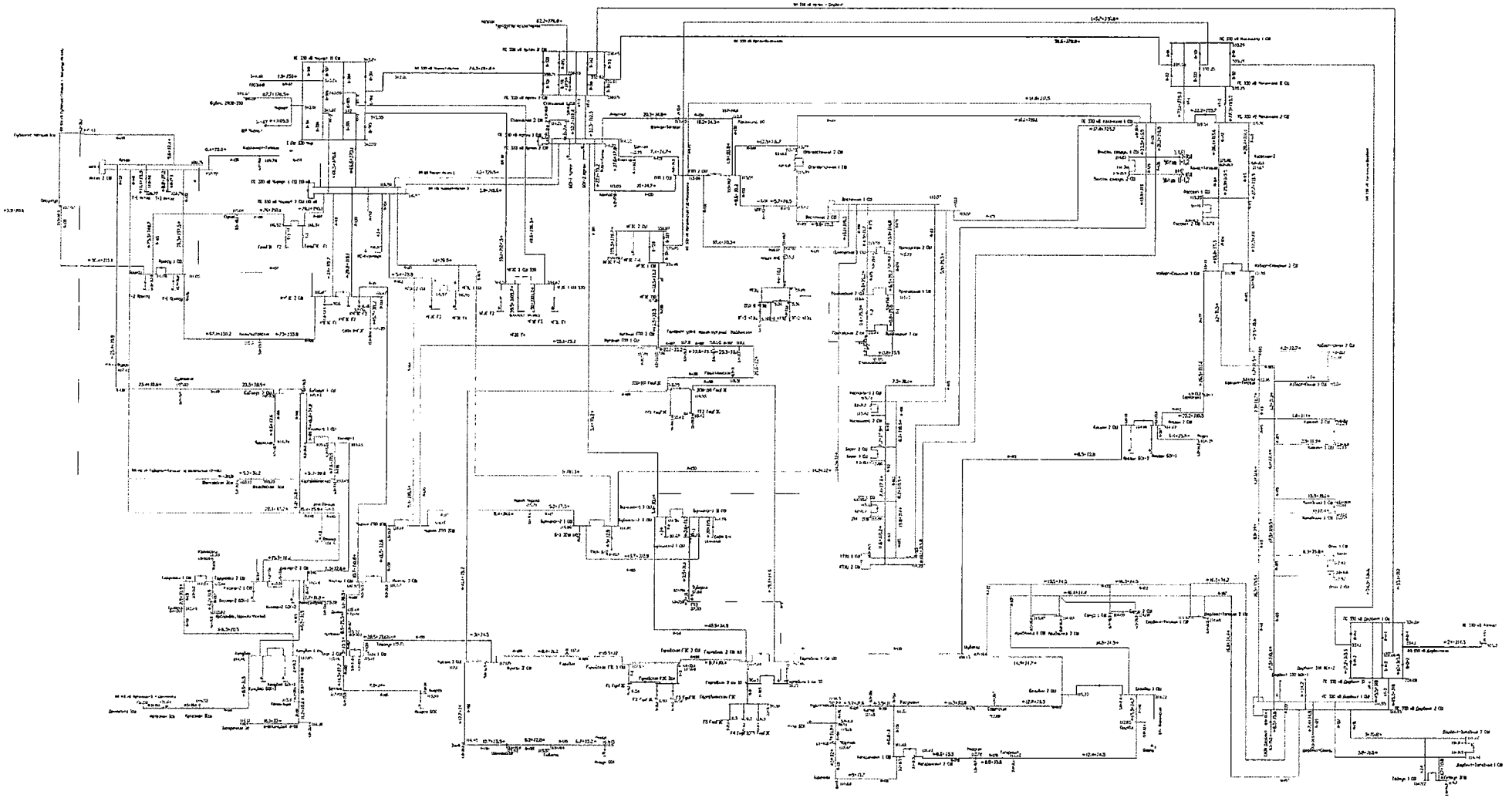


Рисунок 9.33 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

Приложение 10

Оптимистичный вариант.

Зимний максимум 2020 года. Температура окружающей среды – 9°С. Потребление 1335 МВт.

Нормальная схема

Таблица 10.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	400 400	342 411	342 411	503 600	503 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	Все параметры режима в области допустимых значений						10.1.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба		384*	371*	263	243	90,8	10.2.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108)	376		14	259	238	96,7	10.3.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107)	200	174	160		496	97,7	10.4.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)	200	173	160	495		98,1	10.5.

* Для ликвидации перегруза ВЛ-110-108 и ВЛ-110-178 необходимо ввести ГВО до 7 МВт.

Таблица 10.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Уйташ-1	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	630 791	600 600	630 791	780 915	1200 1206	88,6 84,7	
Аварийное откл. 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала	622	597	478	652	900	100,7	10.6.

Таблица 10.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-139	ВЛ 110 кВ Куруш-Сулевкент	ВЛ-110-169	ВЛ-110-109	ВЛ-110-146	ВЛ-110-140	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Александрия	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	600 600	787 946	581 600	426 512	503 600	581 600	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139)		22	31	158	6	511	94,9	10.7.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	502	482	473	167	14		97,5	10.8.

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 10.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	1200 1406	1200 1406	630 791	600 600	630 791	780 915	1200 1206	503 600	503 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	1238*	618	418	366	305	486	789	276	223	91,7	10.9.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала		757	640**	616**	492	645	906	428	352	76,6**	10.10.
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент	1160	1126	379	322	271	467	815	215	170	90,3	10.11.
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	1184	606	340	276	237	508	950	264	213	91,6	10.12.

*- перегруз в ремонтной схеме ликвидируется загрузкой Миатлинской ГЭС и выделением на ПС 110 кВ Восточная.

**- перегруз и снижение напряжения ликвидируются переносом разрыва по транзиту 110 кВ Гергебиль-Изберг-Северная на В-177 ПС 110 кВ Изберг-Северная.

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 10.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	780 915	808 839	1200 1206	630 791	630 791	88,6 84,7	
Нормальный режим	513	525	1143	45	42	103,3	10.13
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем	719	543	1243*	91	86	103,5	10.14
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	585	563	1206*	69	64	103,0	10.15
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	567		1327*	29	30	101,5	10.16
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт	776	721		304	290	94,5	10.17

* Перегруз АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт ликвидируется загрузкой ГЭС.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал

Таблица 10.6

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	600 600	630 791	
Нормальный режим	392	323	10.18.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Компас		439	10.19.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	509		10.20.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	516	415	10.21.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Компас

Таблица 10.7

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	630 791	630 791	
Нормальный режим	427	312	10.22.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	539	407	10.23.

Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173)

Таблица 10.8

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-125	ВЛ-110-126	ВЛ-110-144	ВЛ-110-145	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	400 400	400 400	544 600	544 600	
Нормальный режим	247	218	164	154	10.24.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126)	366	0	181	171	10.25.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125)		351	184	173	10.26.

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 10.9

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	581 600	581 600	600 600	600 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	526	510	546	133	102,4	10.27.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)		839*	773*	74	96,7	10.28.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	808*	0	801*	99	97,0	10.29.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	778*	841*	0	649*	97,1	10.30.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго)

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 10.10

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	581 600	600 600	600 600	600 600	787 946	88,6 84,7	
Нормальный режим	563	443	307	572	461	102,1	10.31.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	796*	331	0	462	351	98,0	10.32.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)		741*	844*	872*	759	94,9	10.33.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго, Ставропольэнерго)

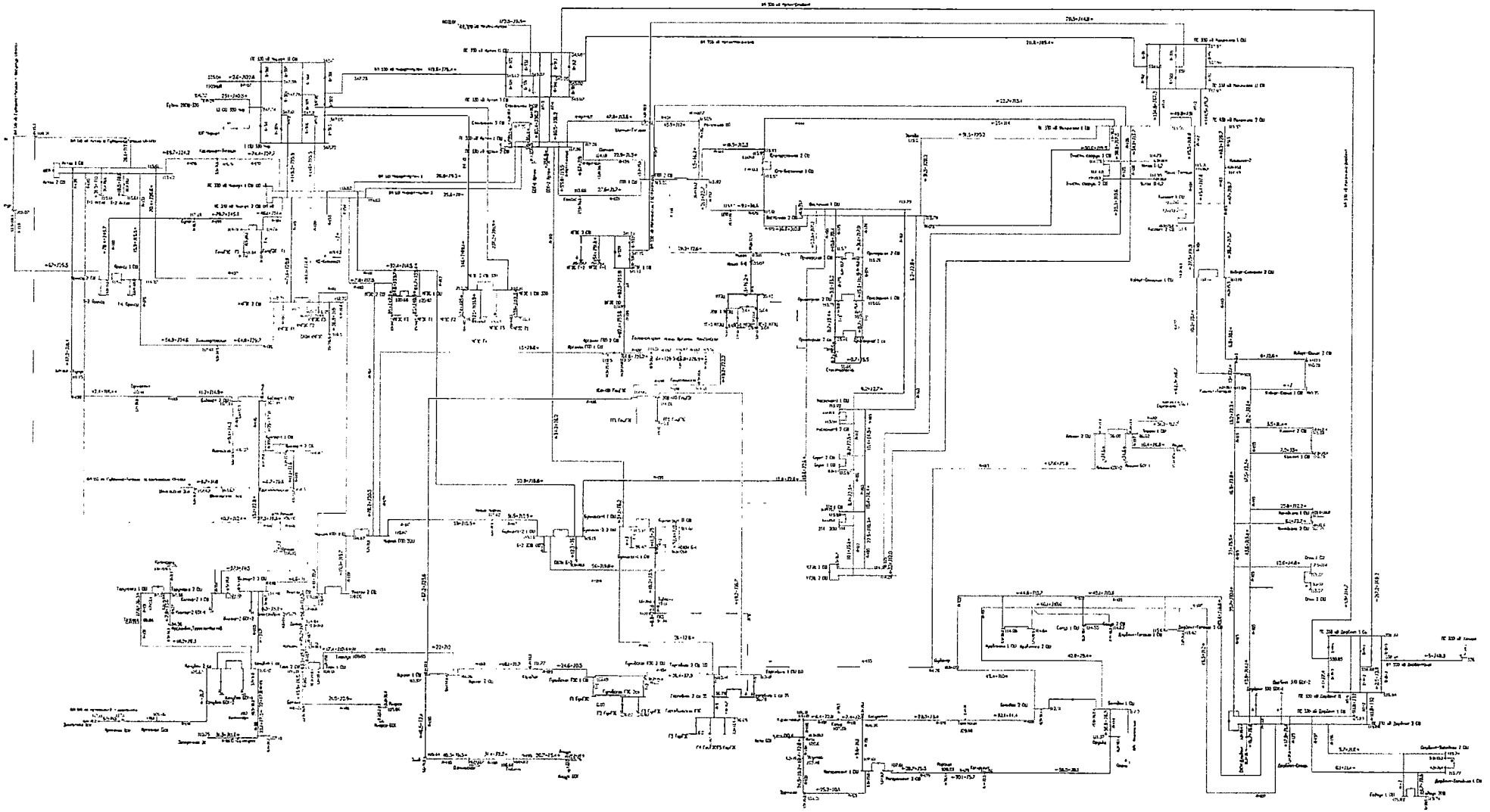


Рисунок 10.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Нормальная схема. Нормальный режим.

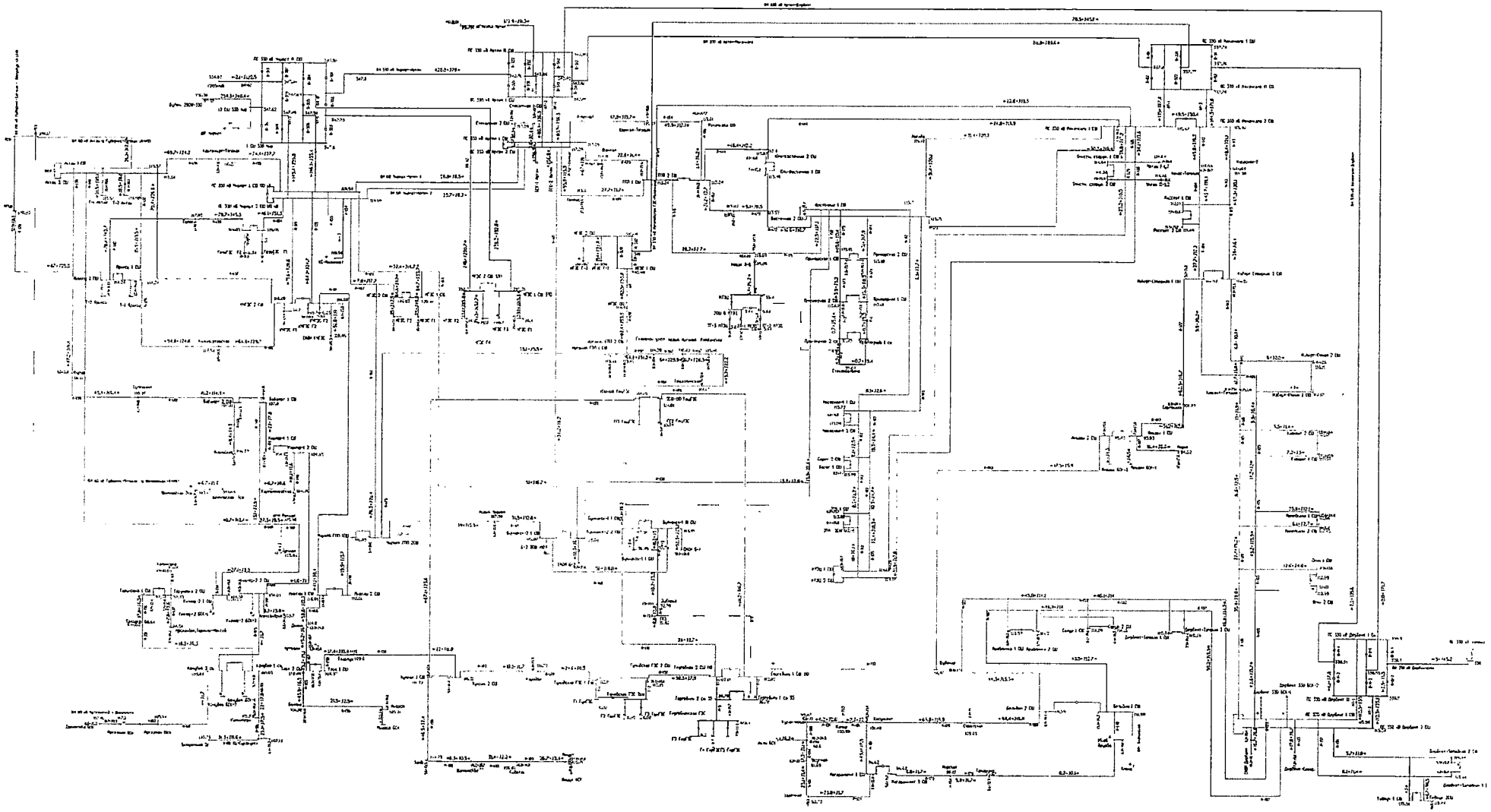


Рисунок 10.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

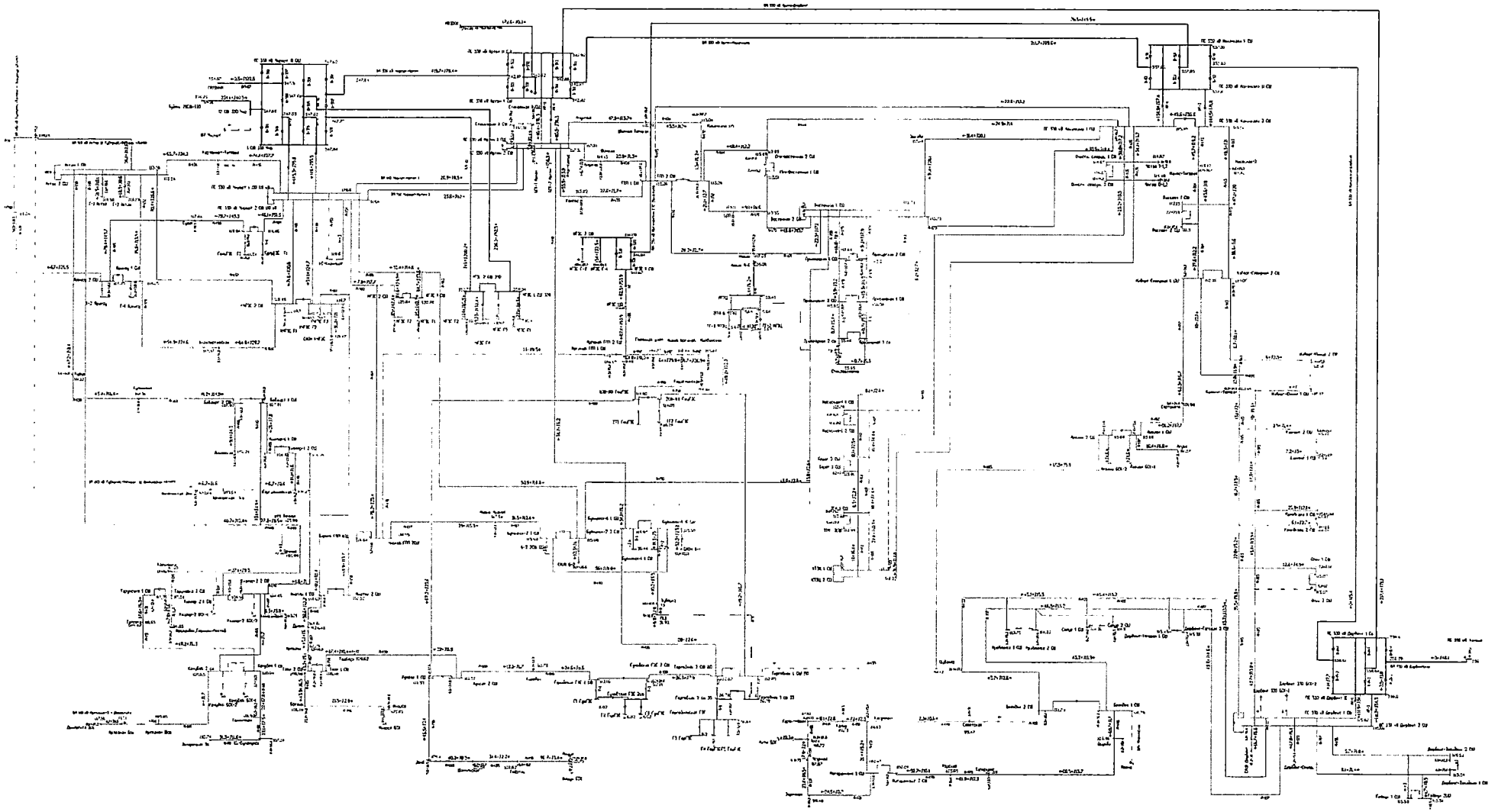


Рисунок 10.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) в нормальной схеме.

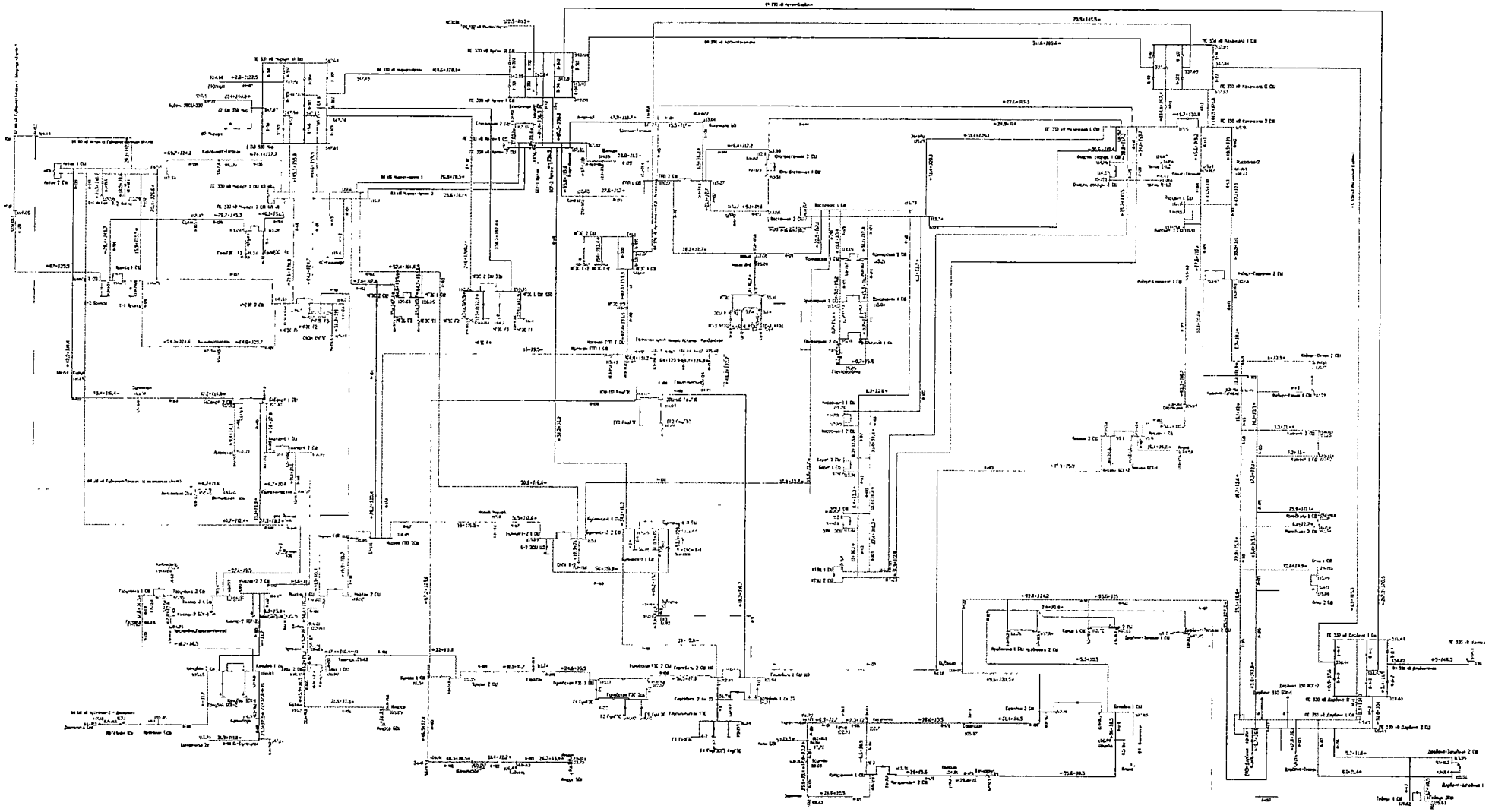


Рисунок 10.4 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) в нормальной схеме.

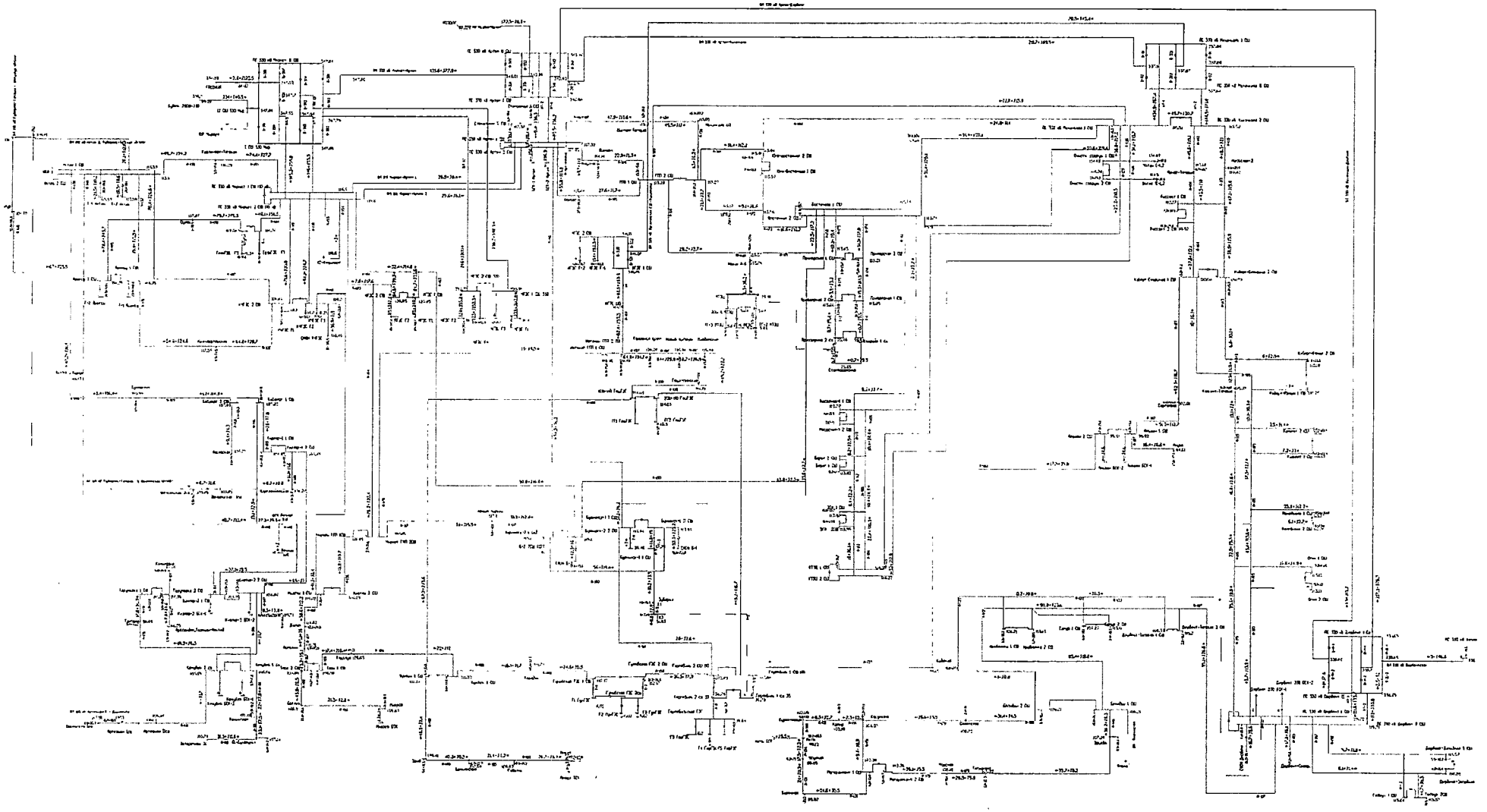


Рисунок 10.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) в нормальной схеме.

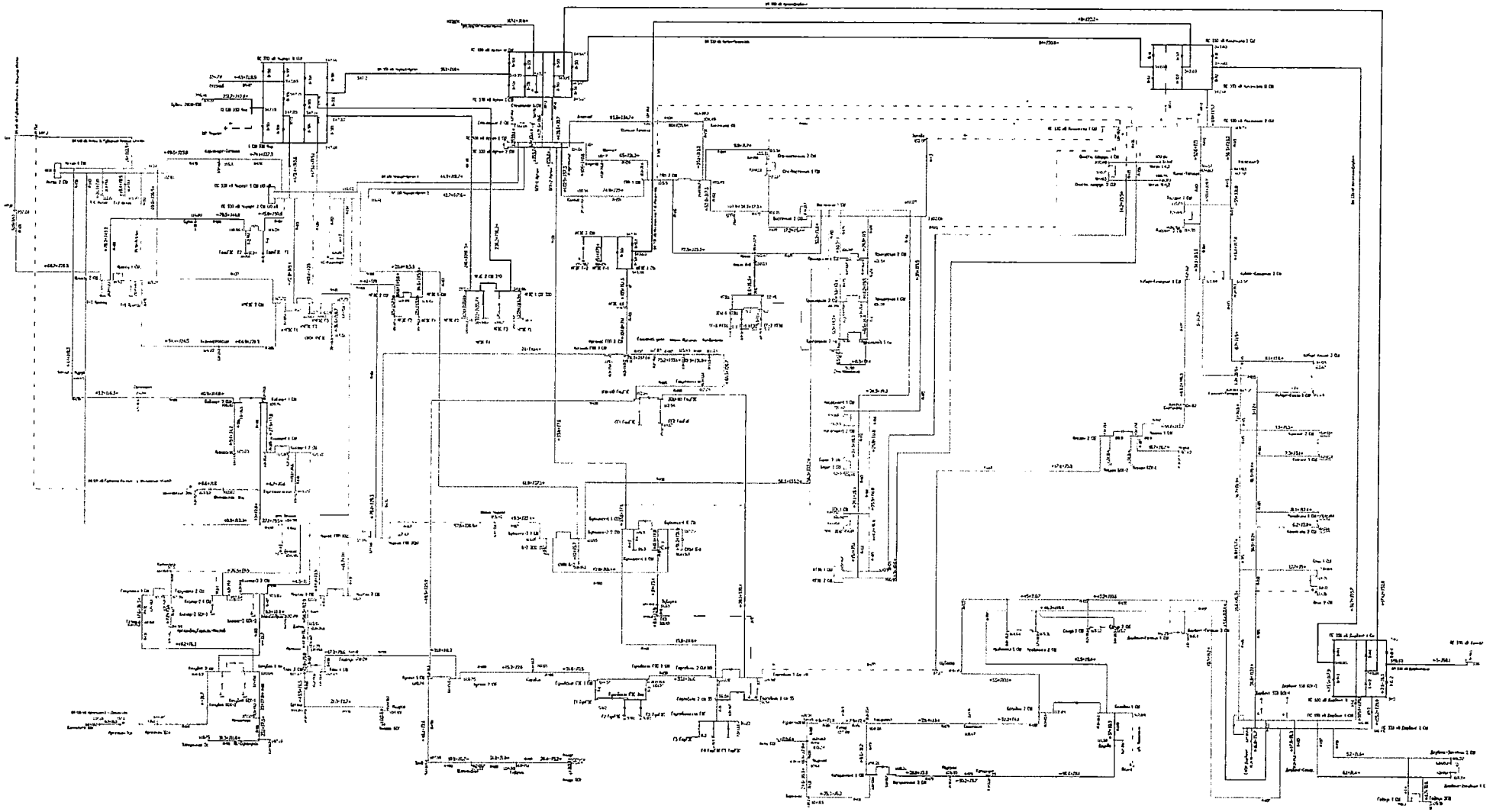


Рисунок 10.6 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме.

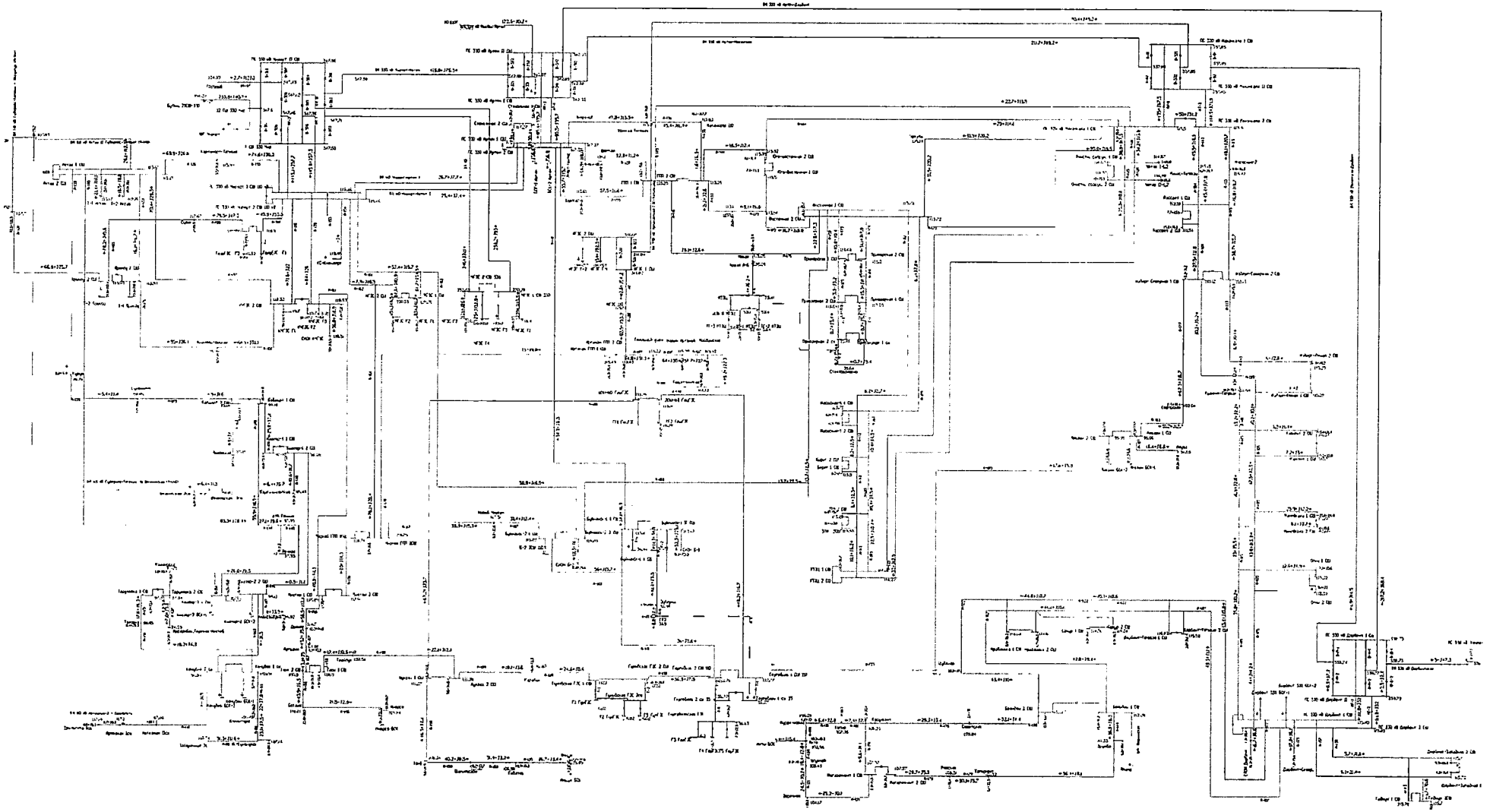


Рисунок 10.7 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139) в нормальной схеме.

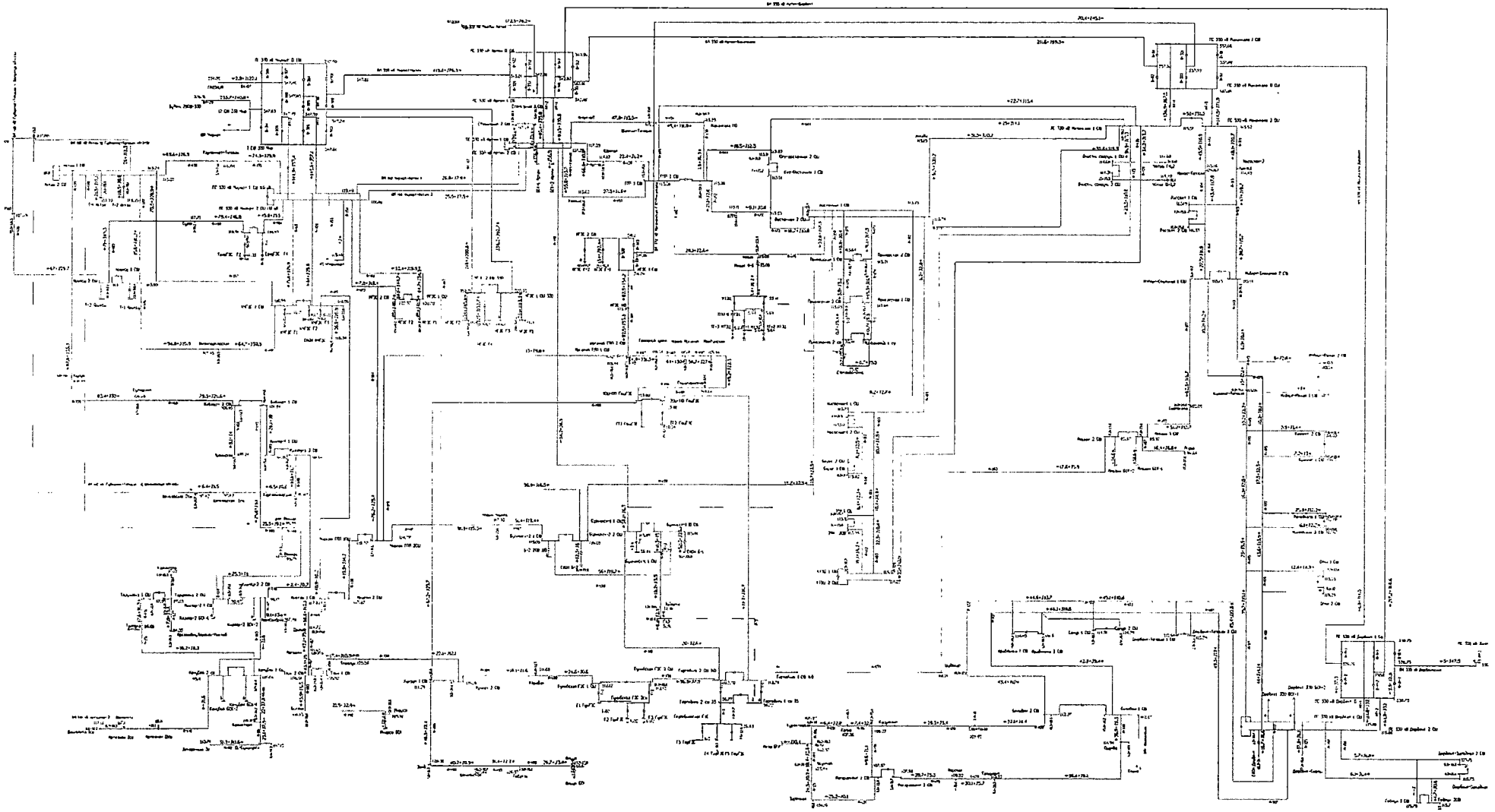


Рисунок 10.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) в нормальной схеме.

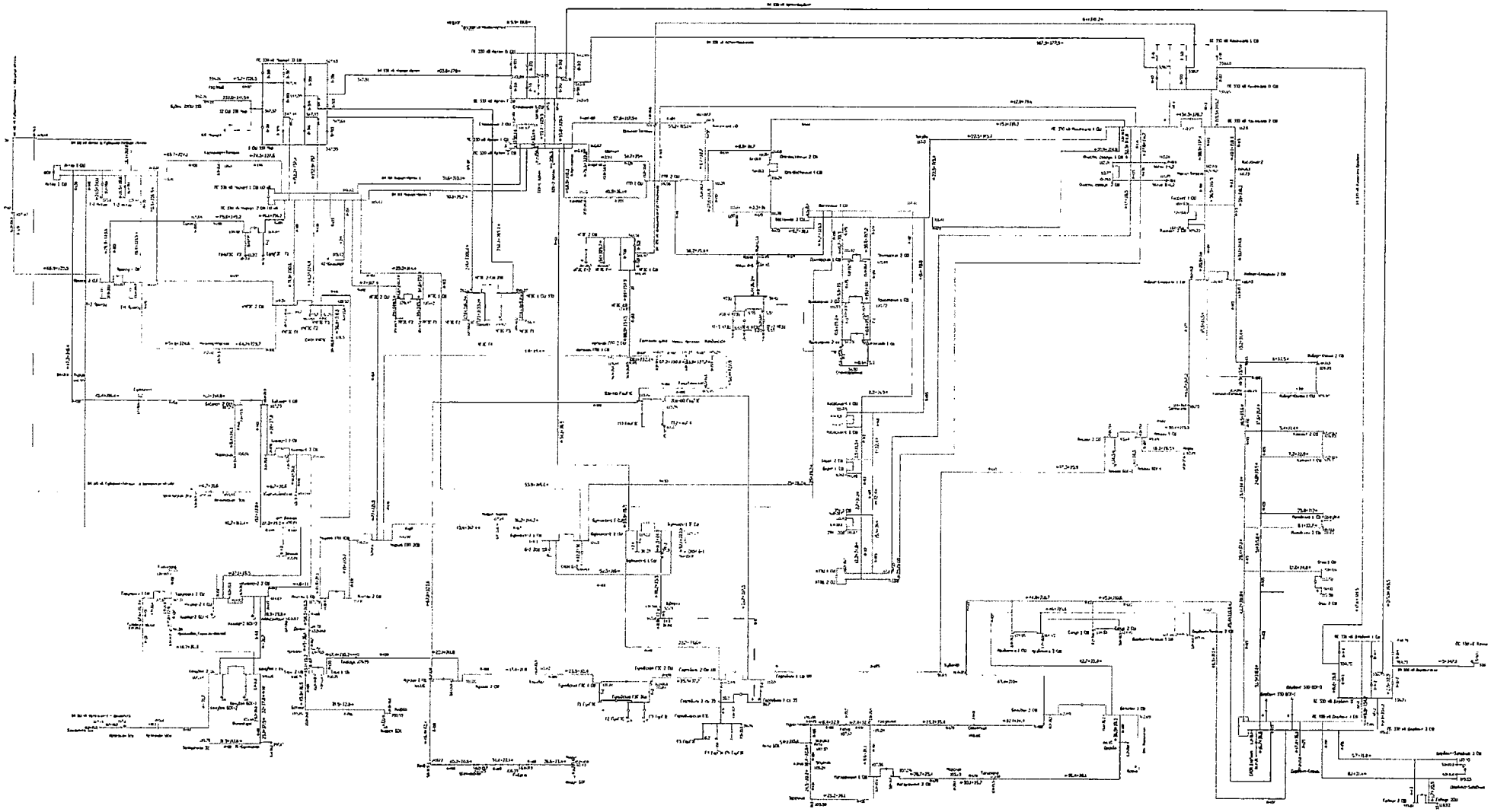


Рисунок 10.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

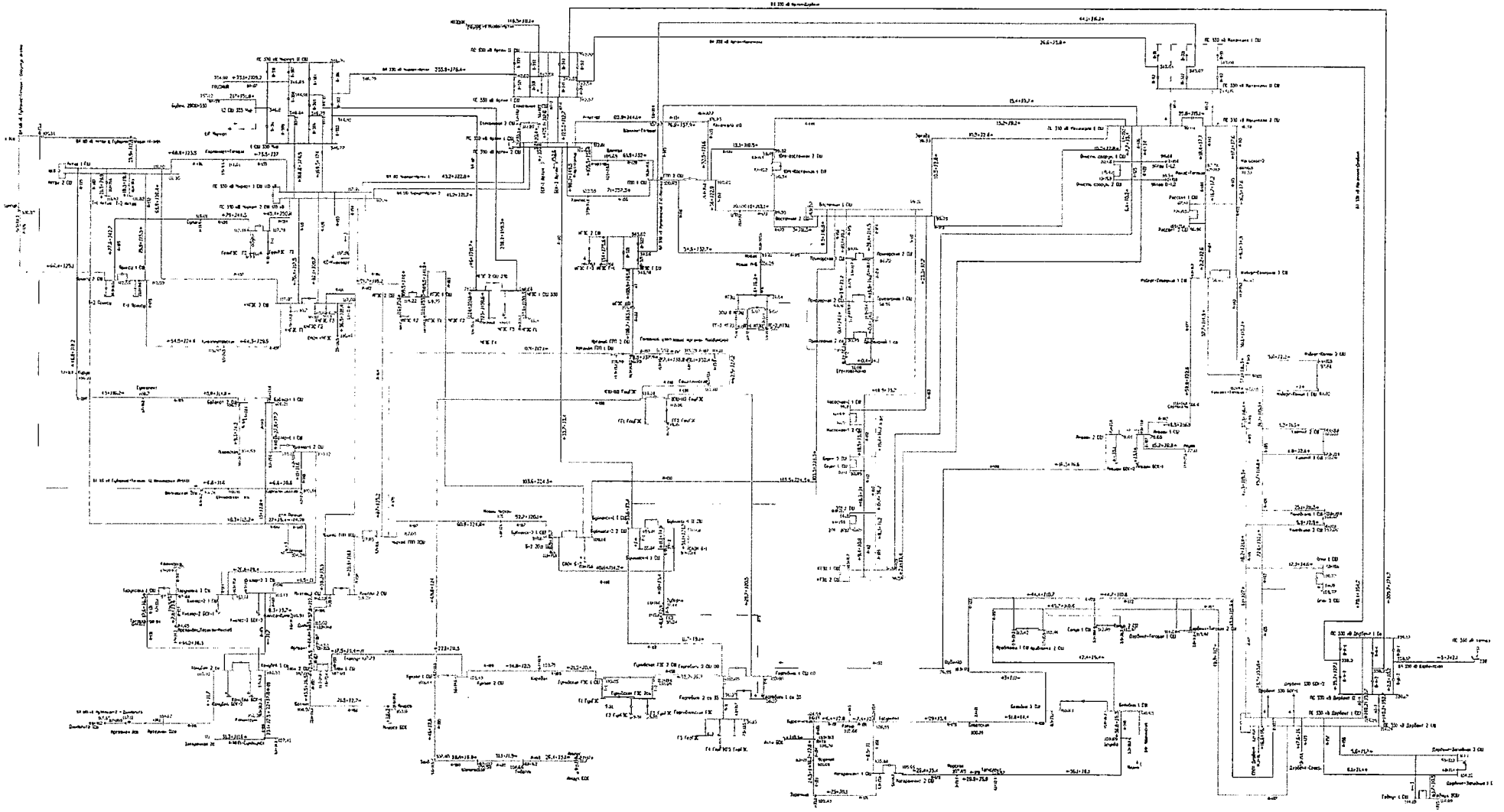


Рисунок 10.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

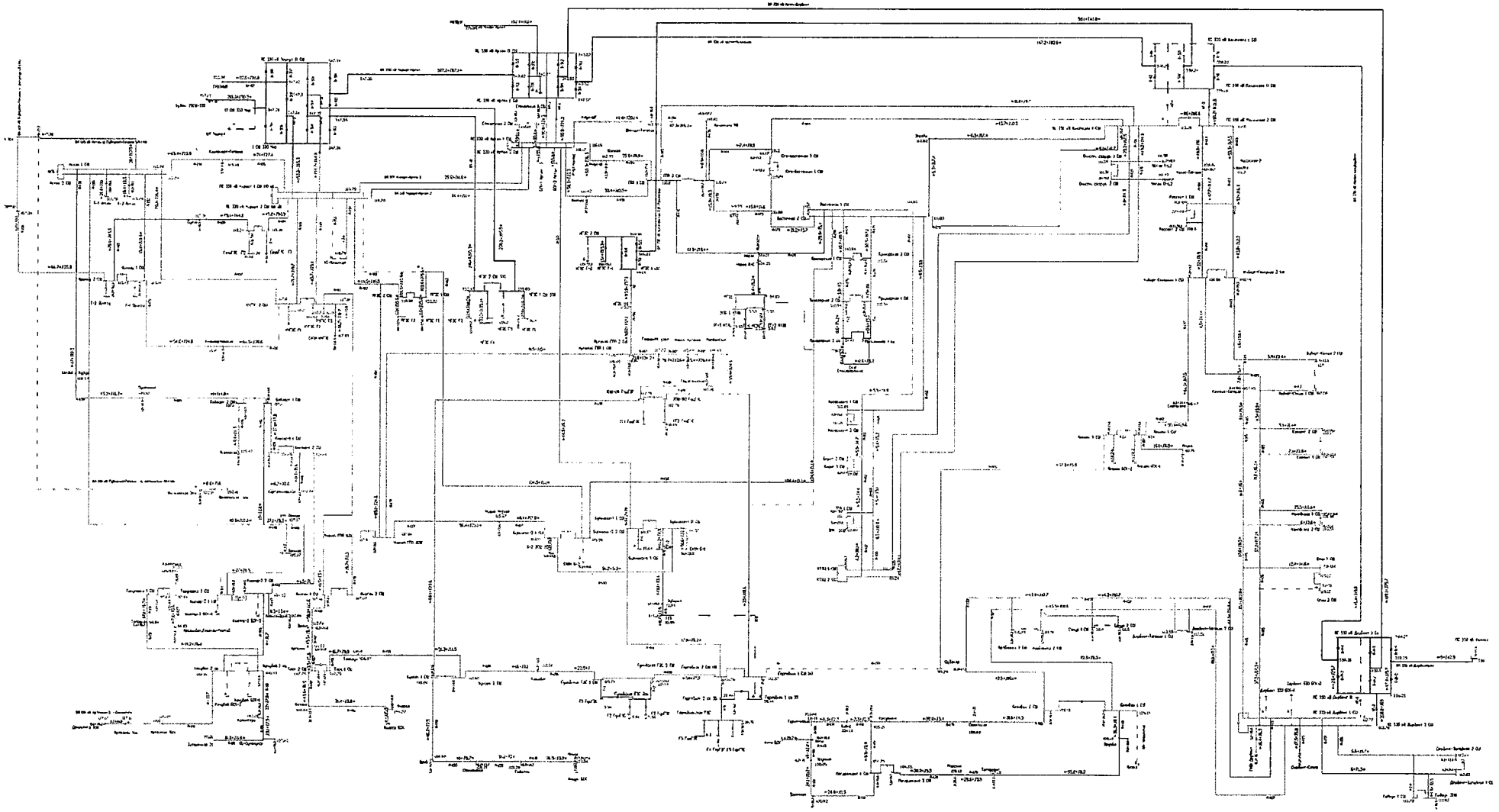


Рисунок 10.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

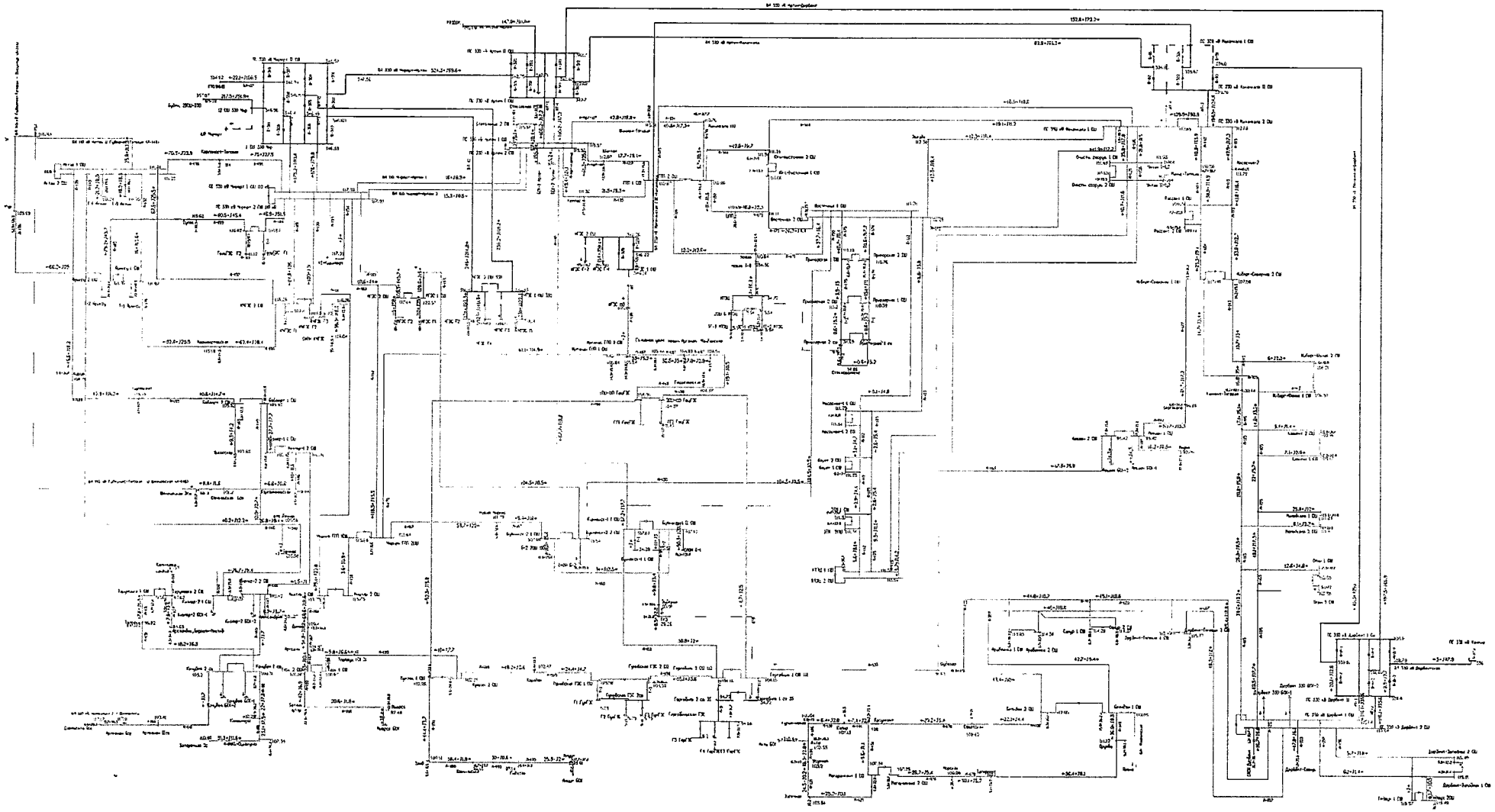


Рисунок 10.12 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

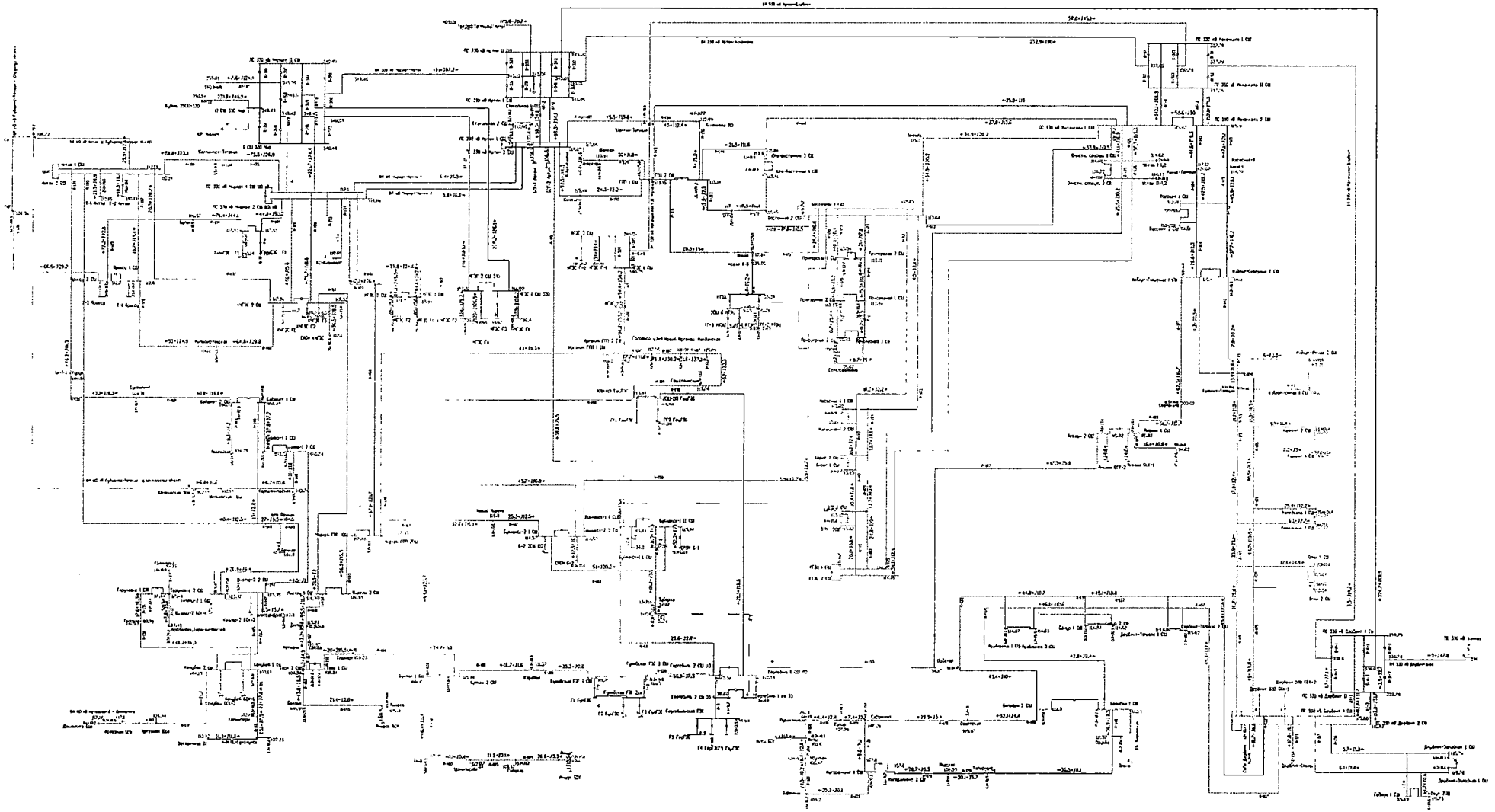


Рисунок 10.13 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Схема ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт. Нормальный режим.

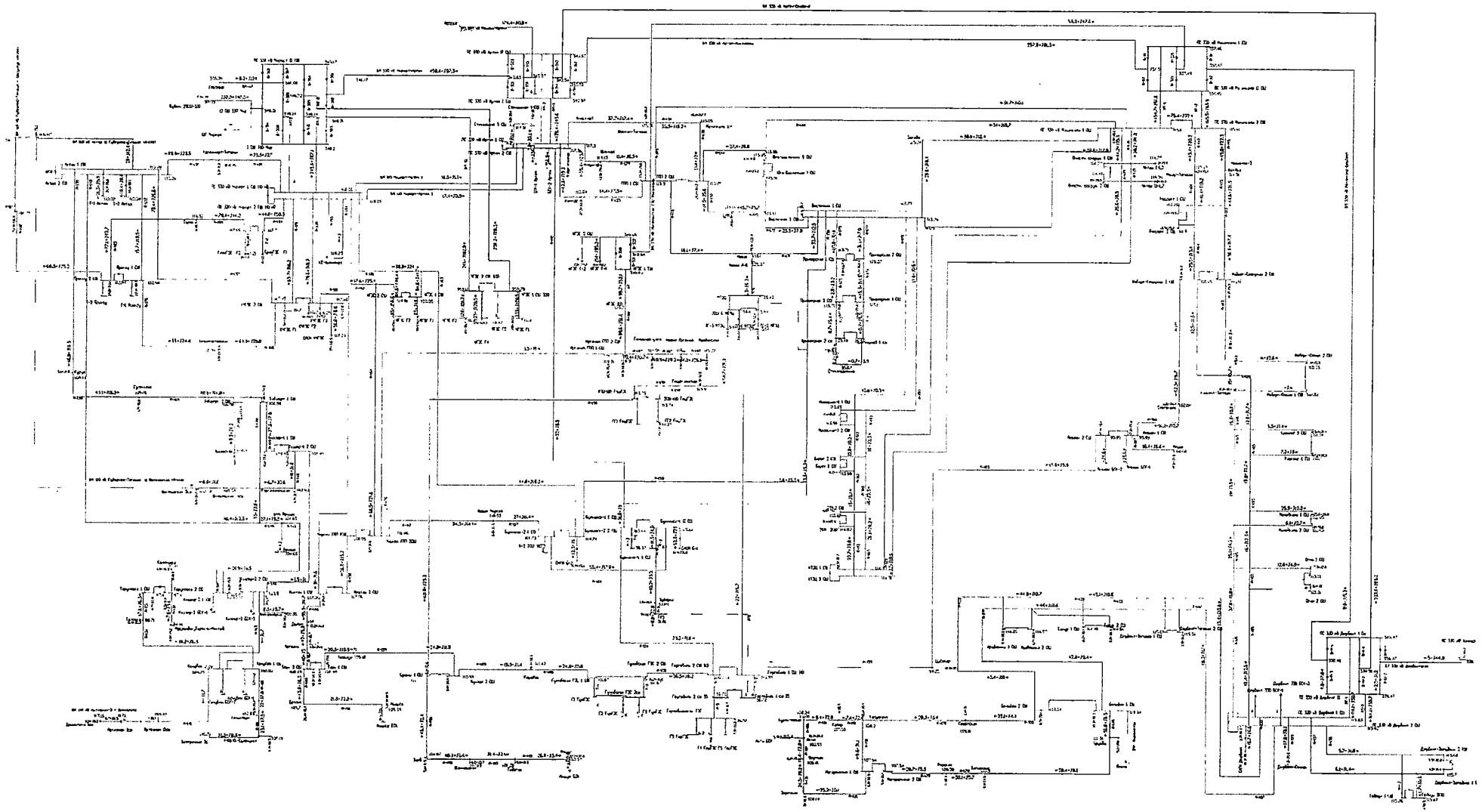


Рисунок 10.14 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чиркорт.

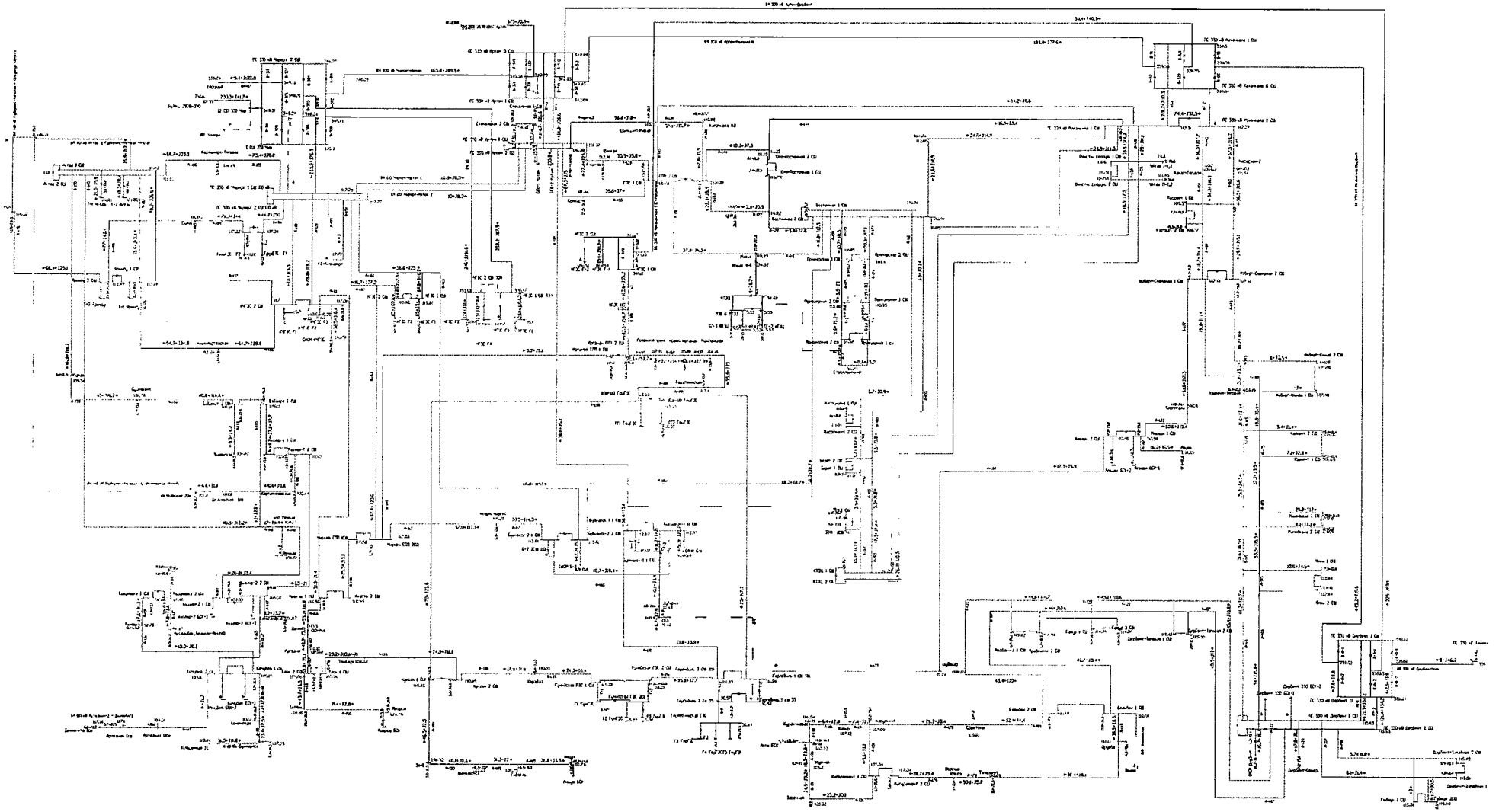


Рисунок 10.15 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

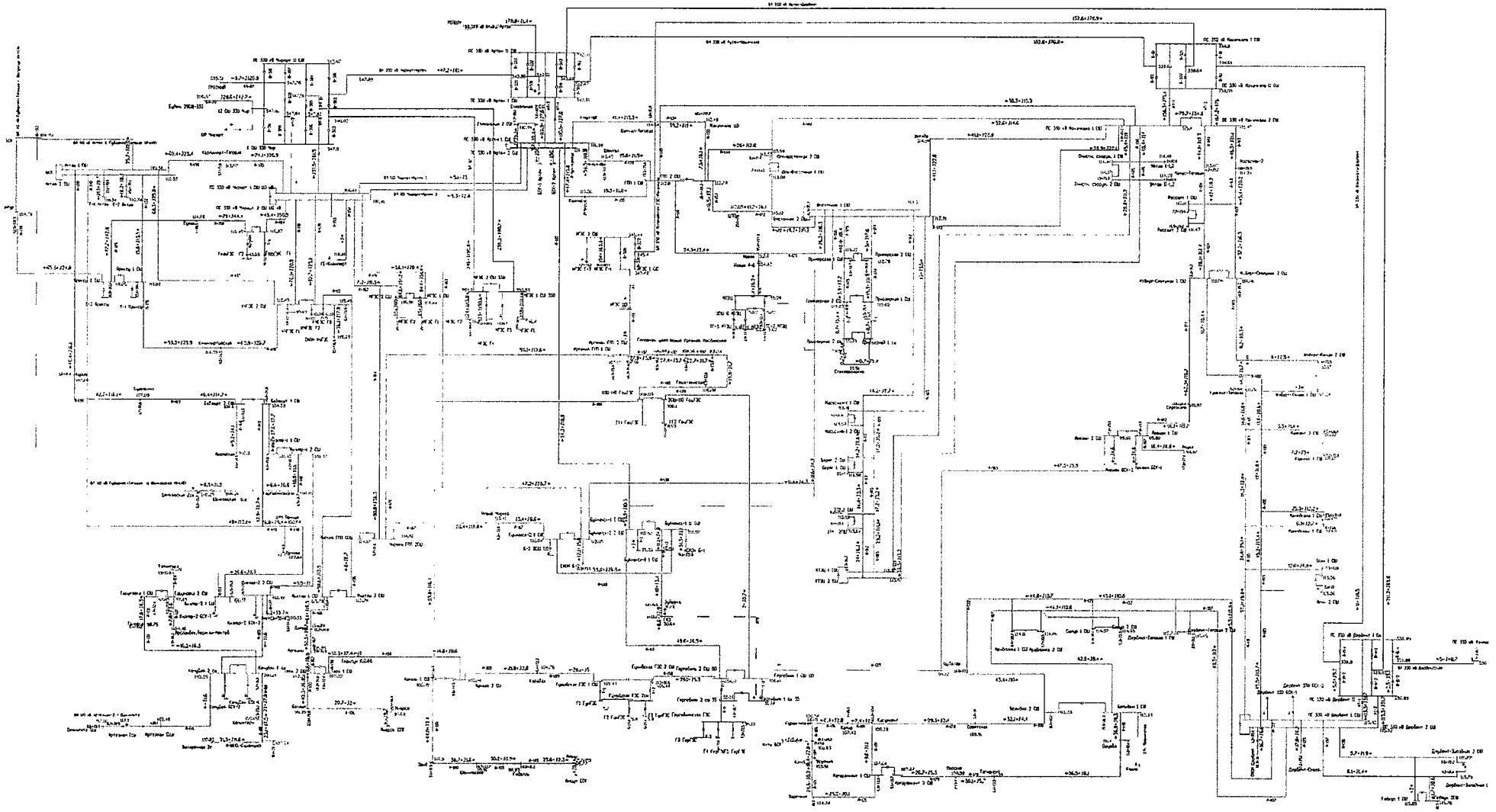


Рисунок 10.16 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

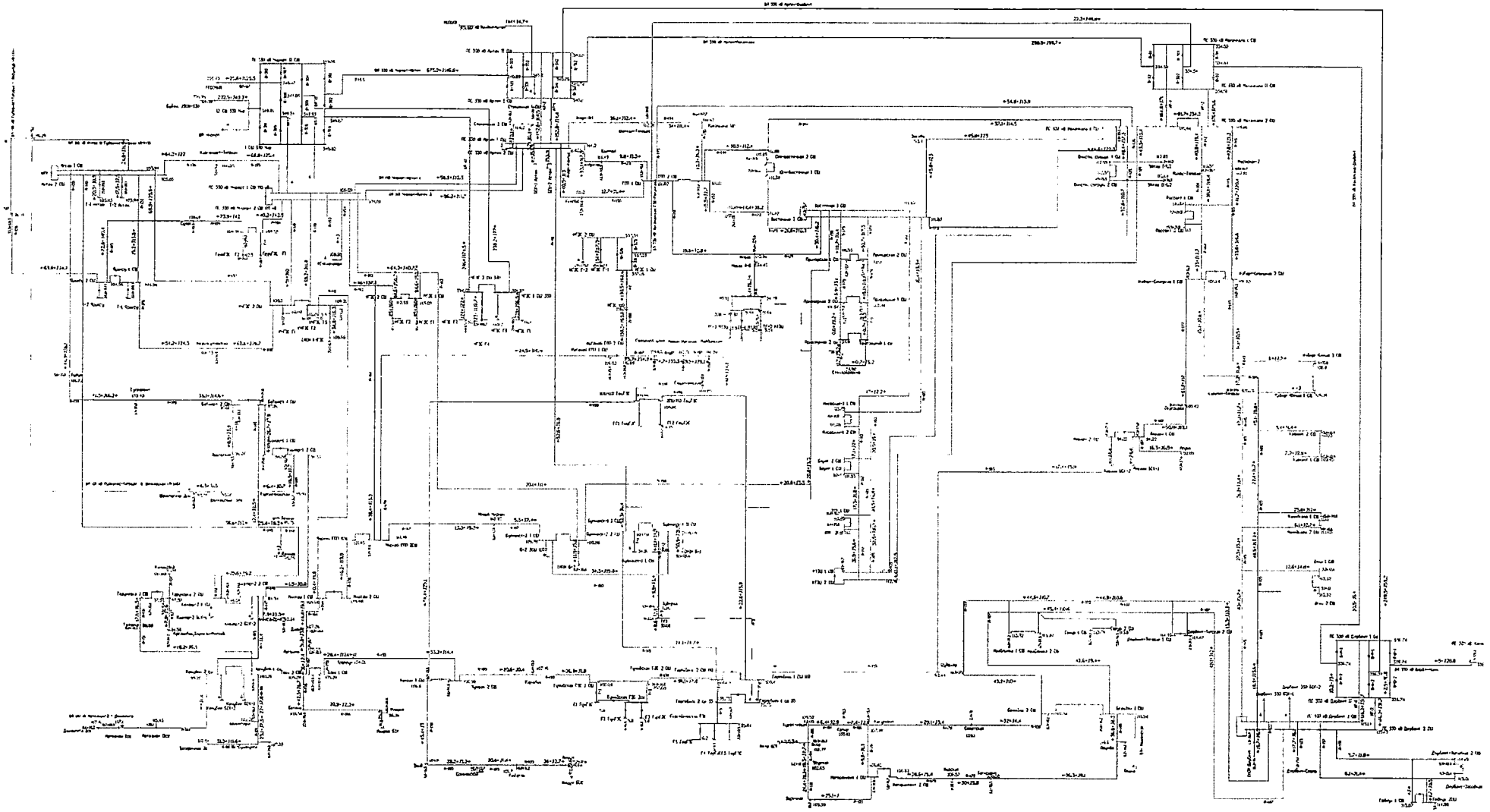


Рисунок 10.17 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

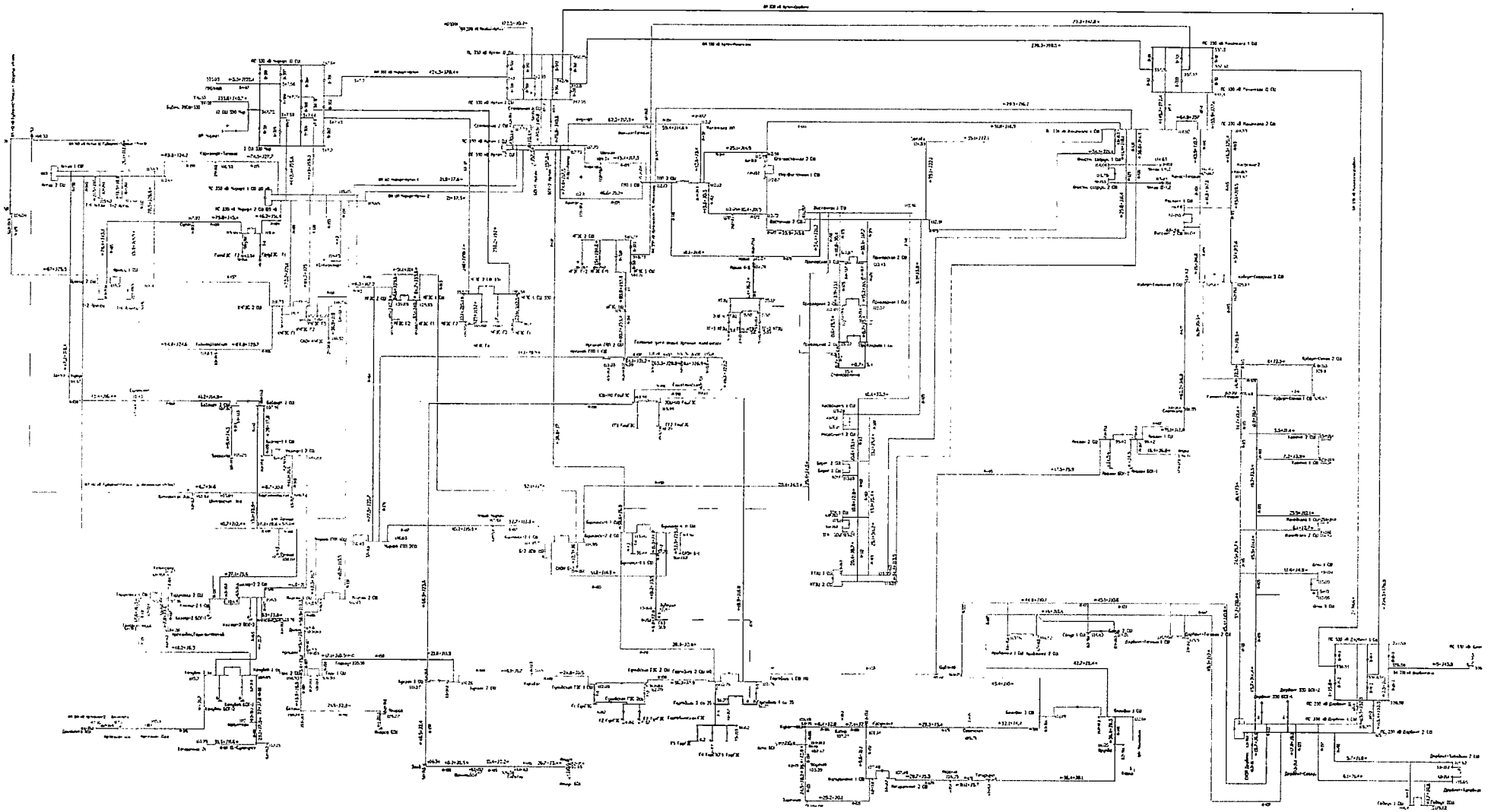


Рисунок 10.18 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал. Нормальный режим.

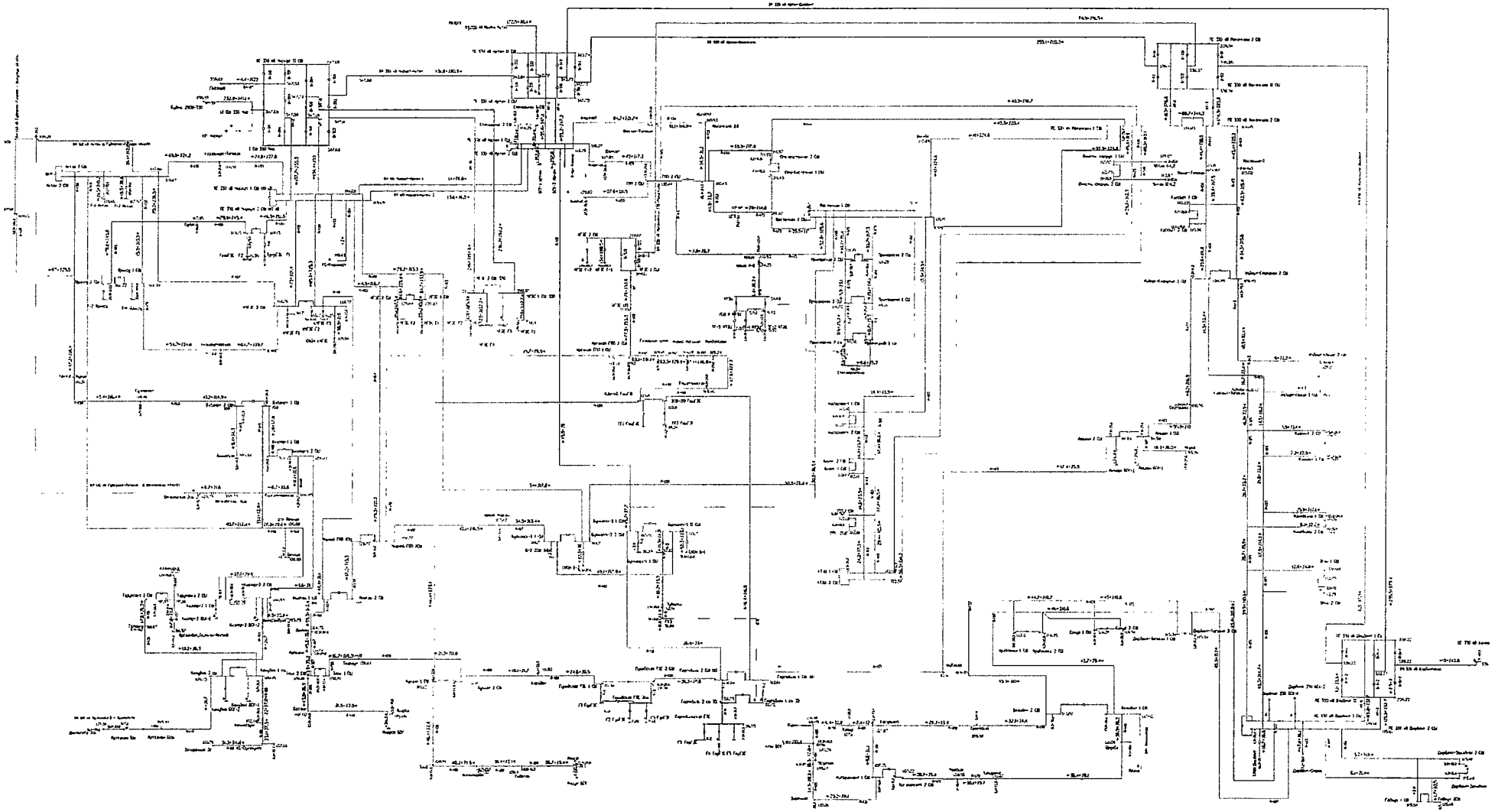


Рисунок 10.19 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Компас в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шалхал.

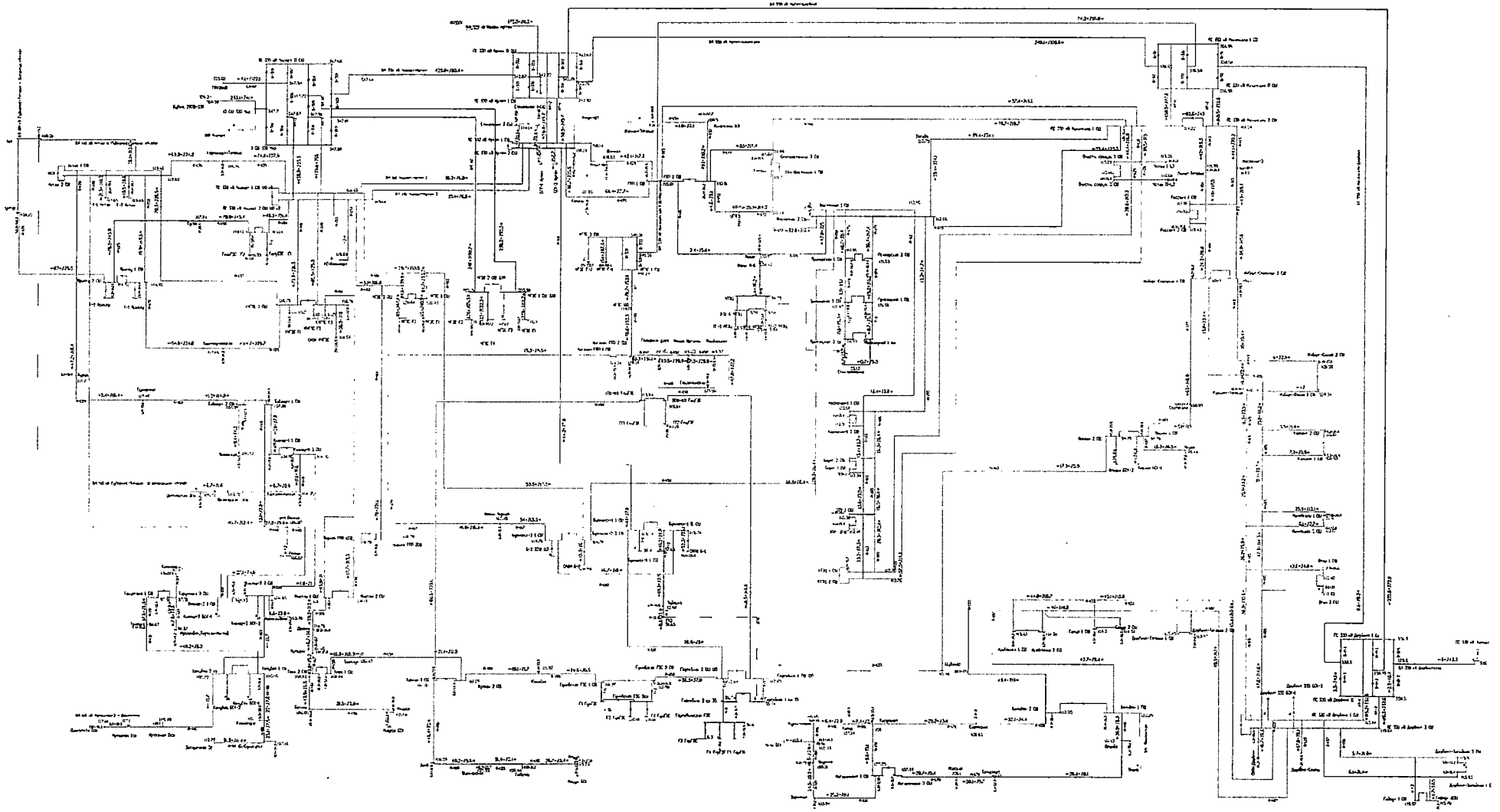


Рисунок 10.20 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

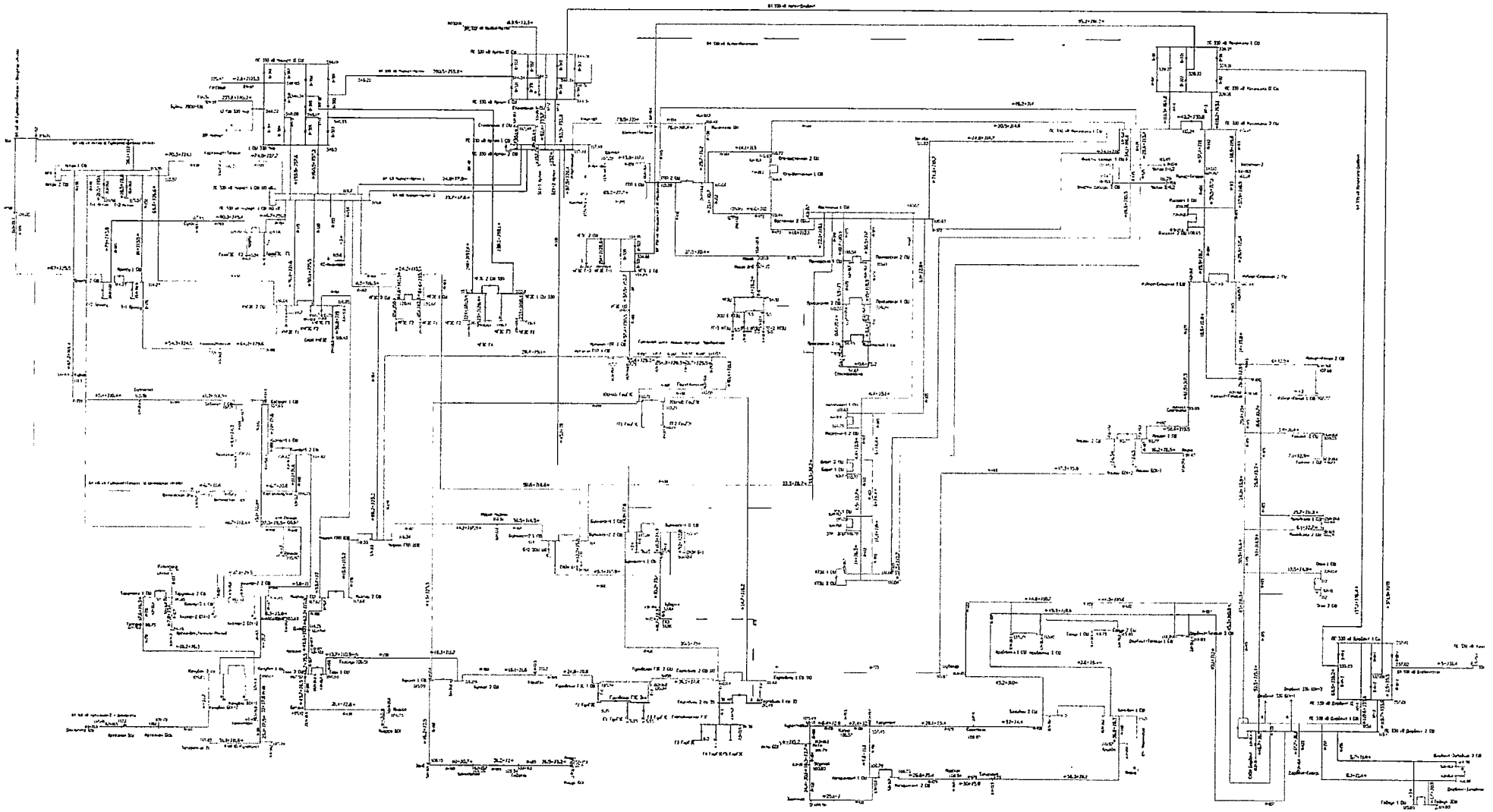


Рисунок 10.21 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

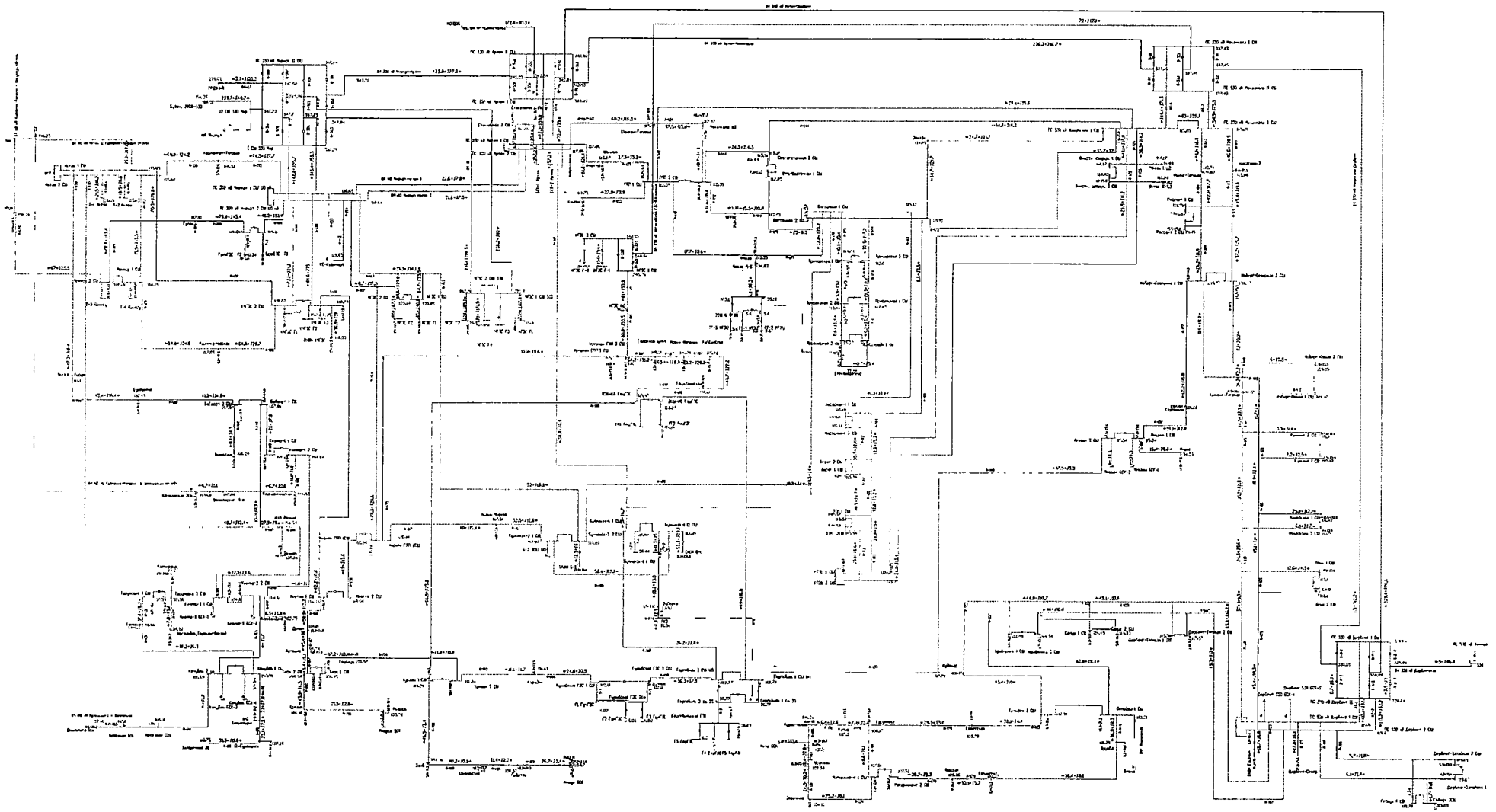


Рисунок 10.22 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас. Нормальный режим.

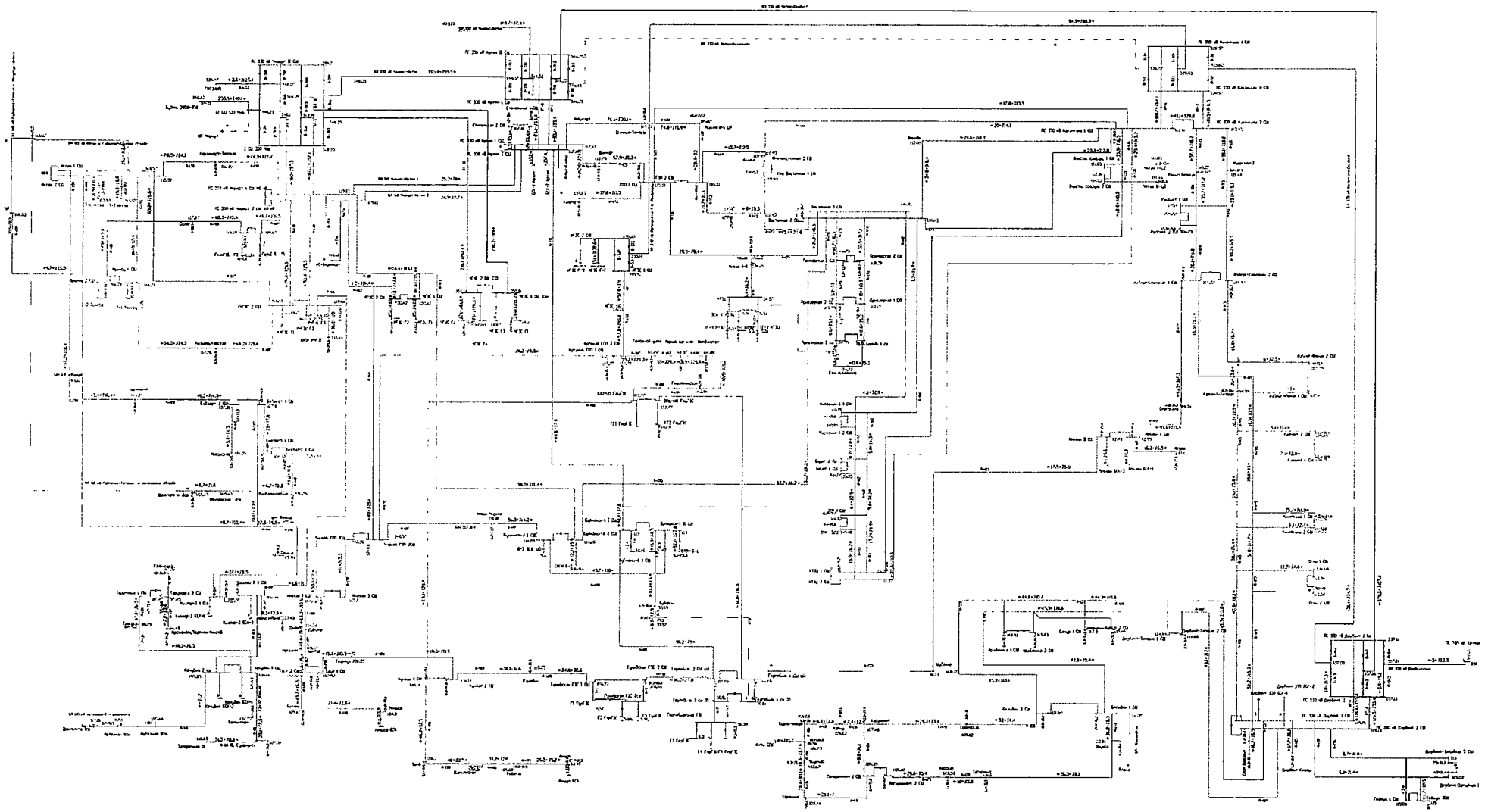


Рисунок 10.23 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас.

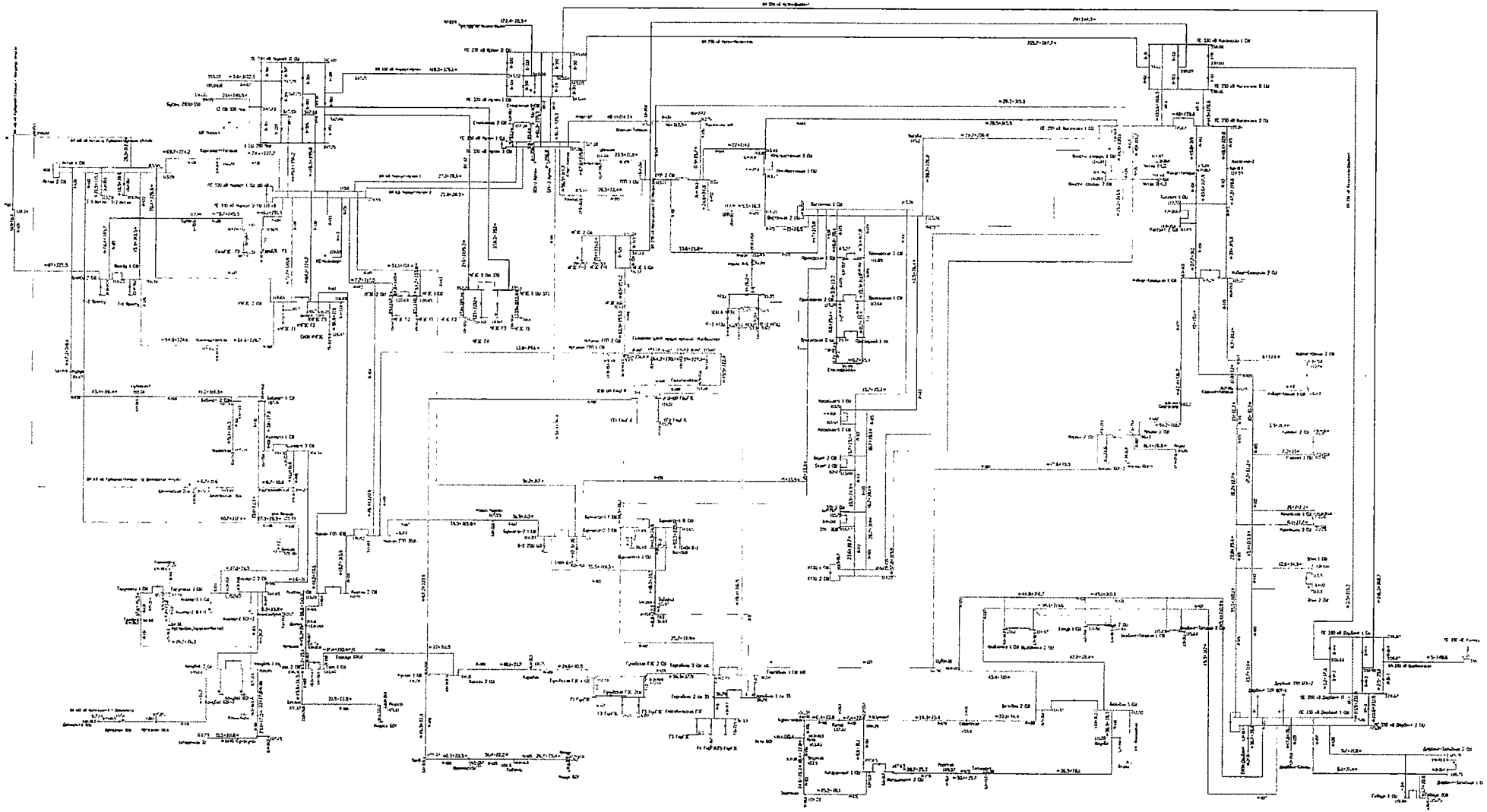


Рисунок 10.24 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173). Нормальный режим.

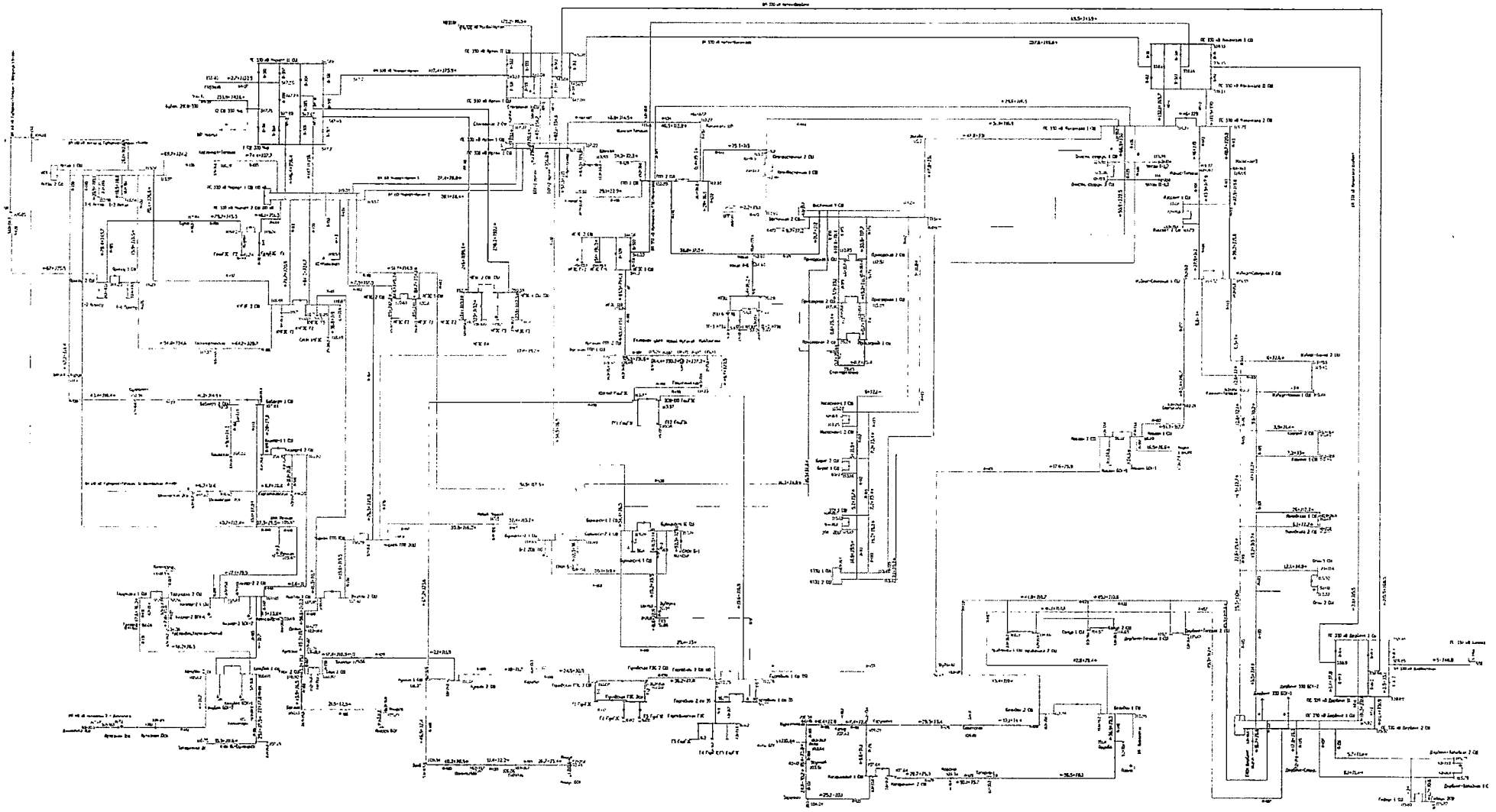


Рисунок 10.25 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

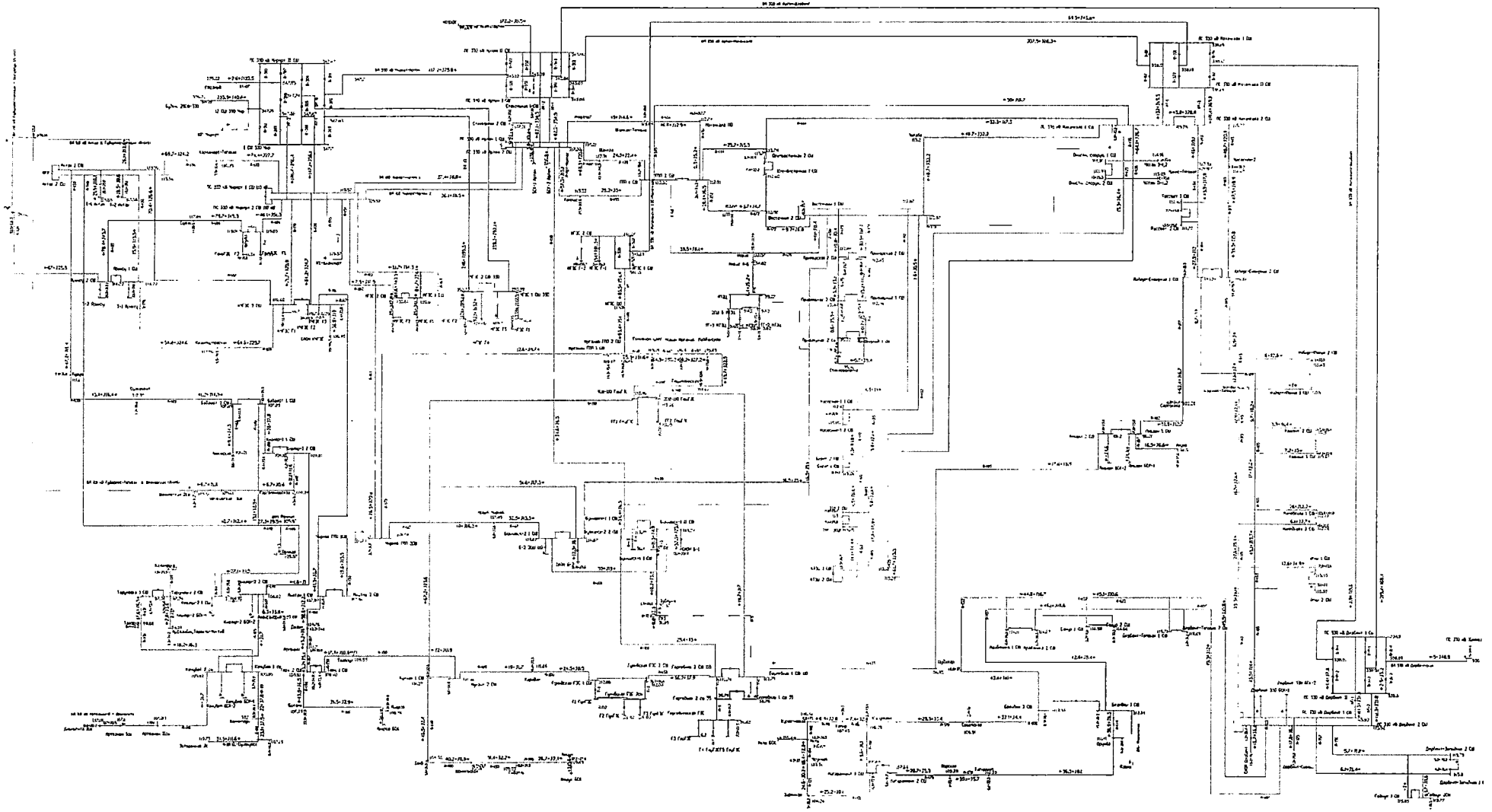


Рисунок 10.26 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ 1 цепь с отпайками (ВЛ-110-125) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

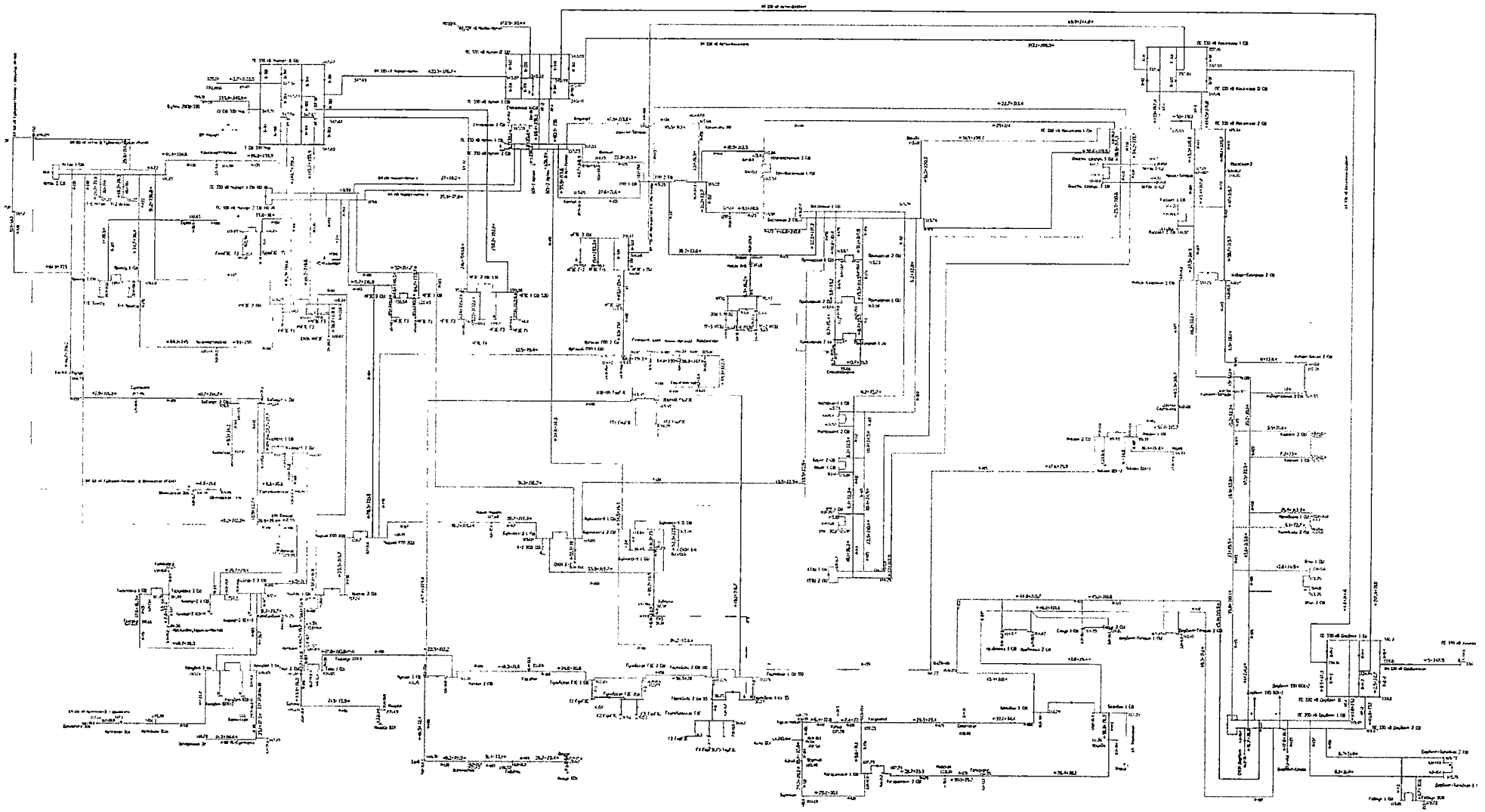


Рисунок 10.27 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199). Нормальный режим.

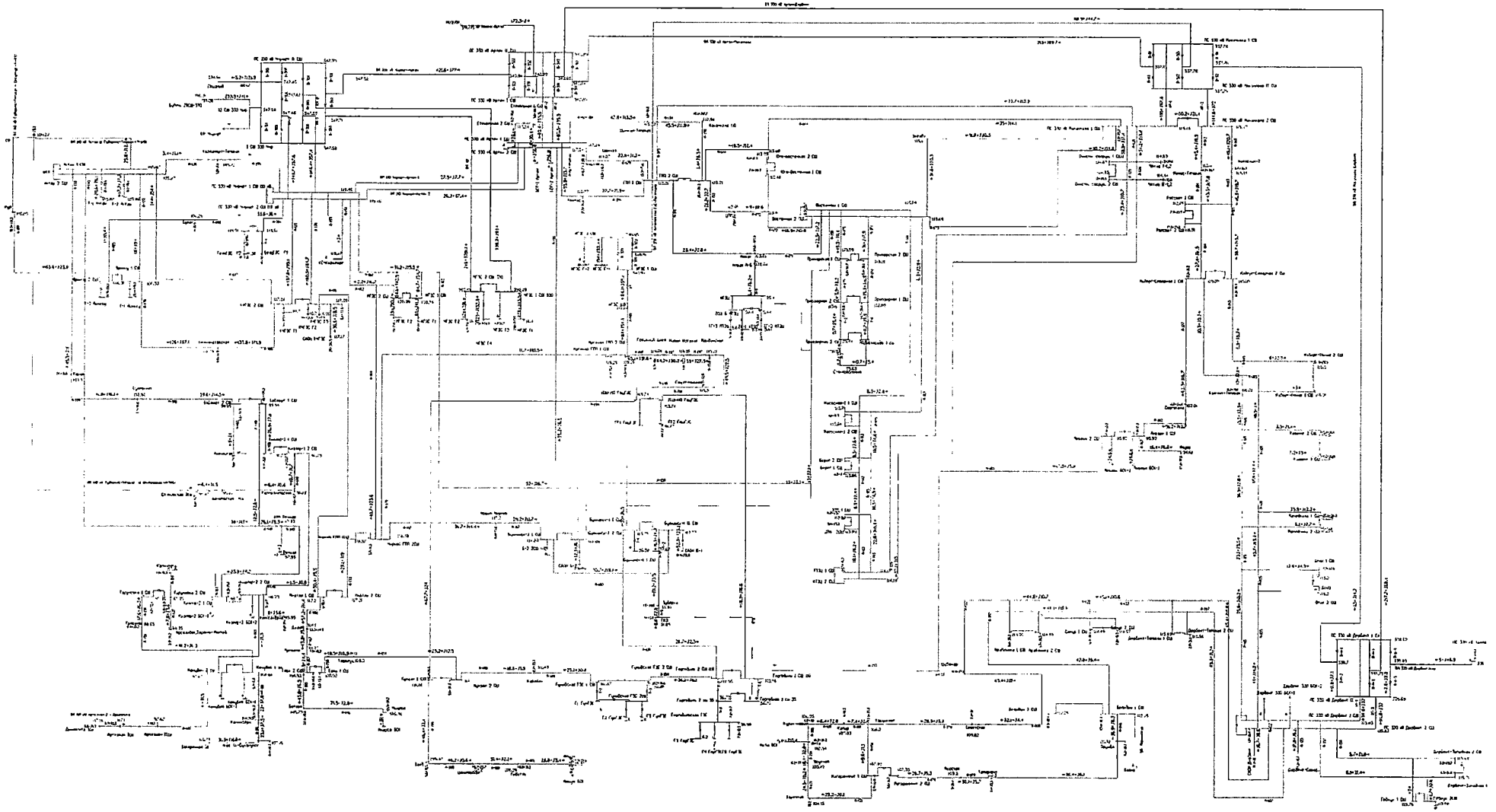


Рисунок 10.28 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чиркорт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

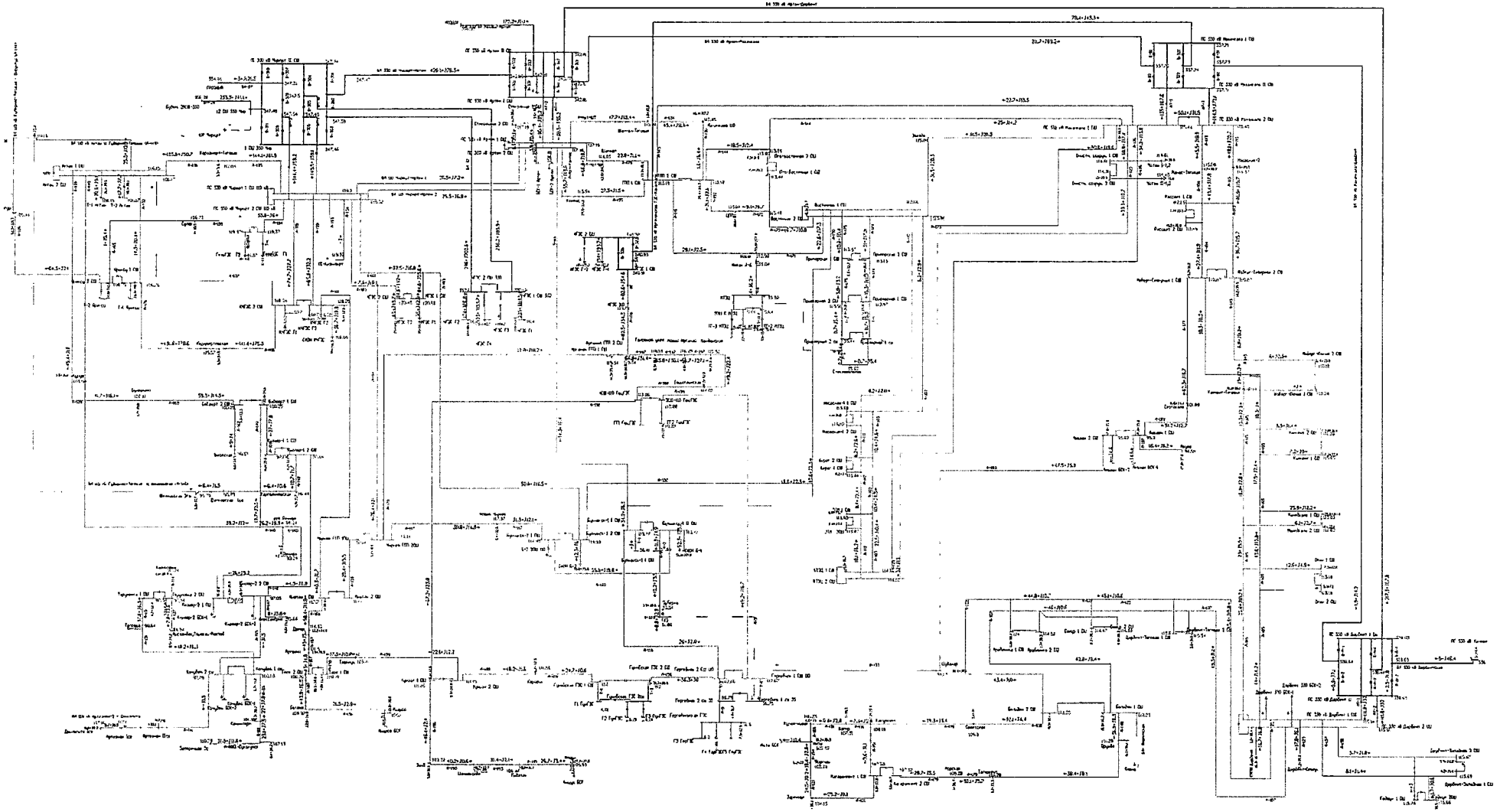


Рисунок 10.29 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чиркейских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

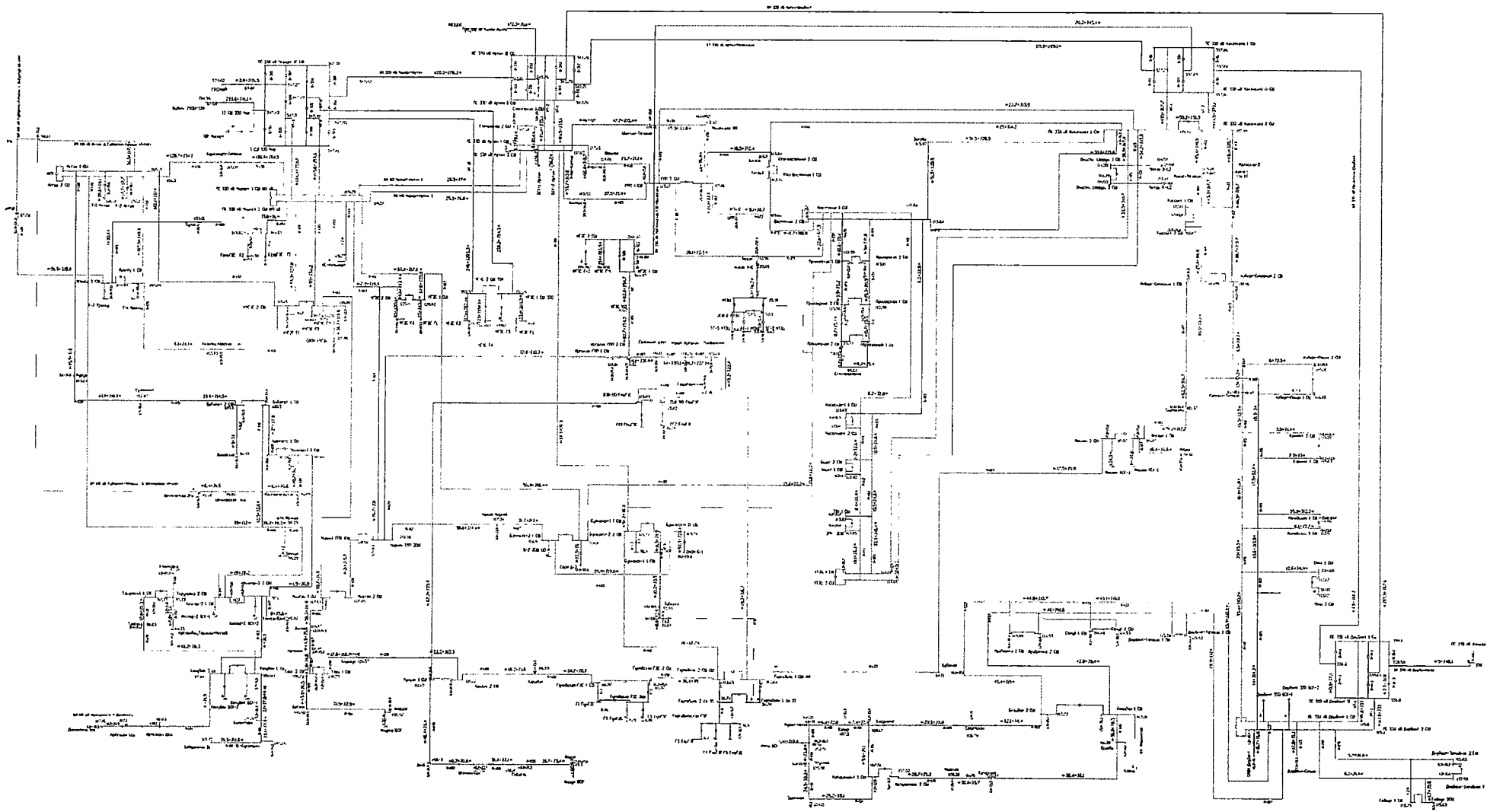


Рисунок 10.30 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

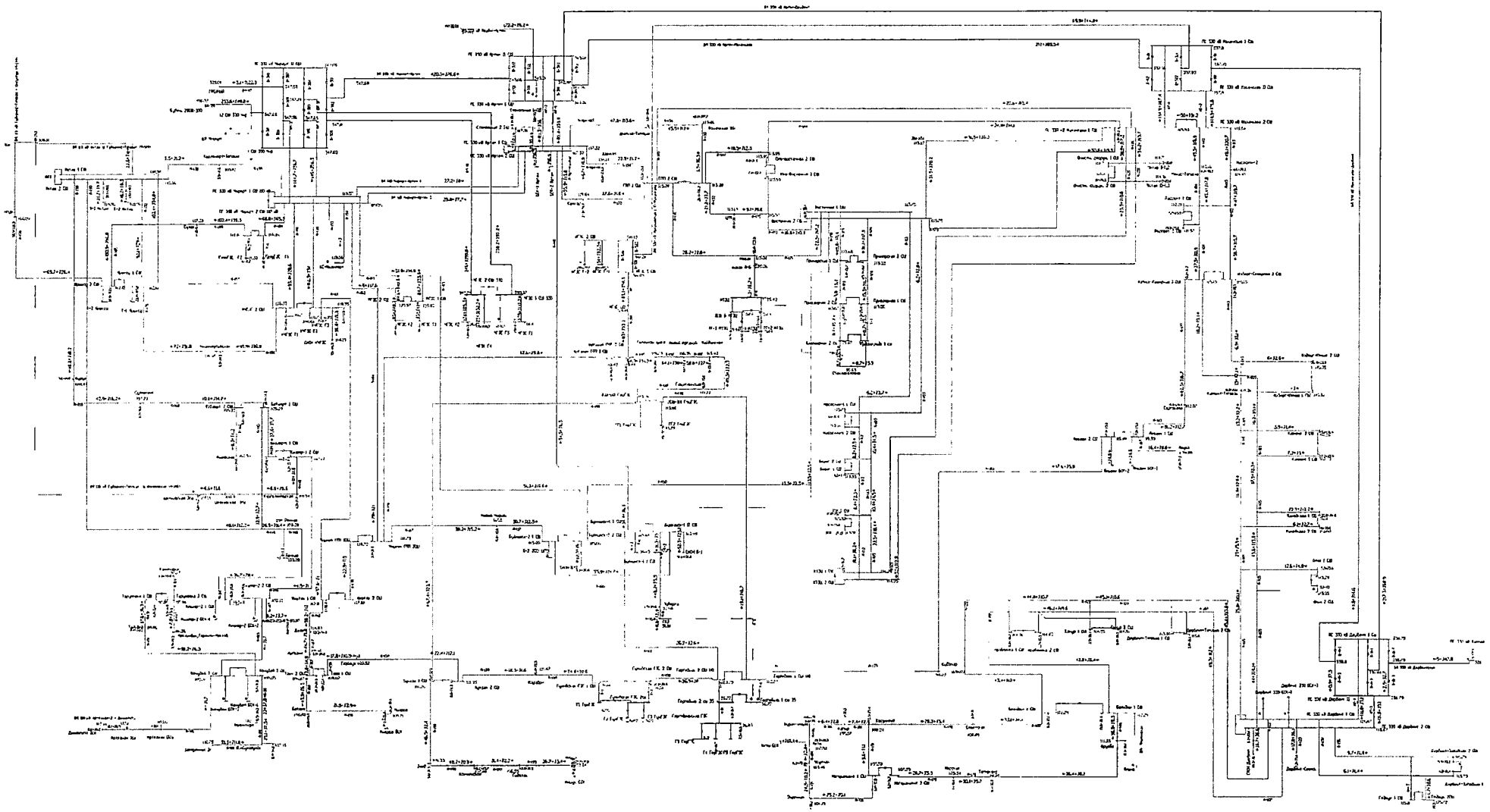


Рисунок 10.31 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135). Нормальный режим.

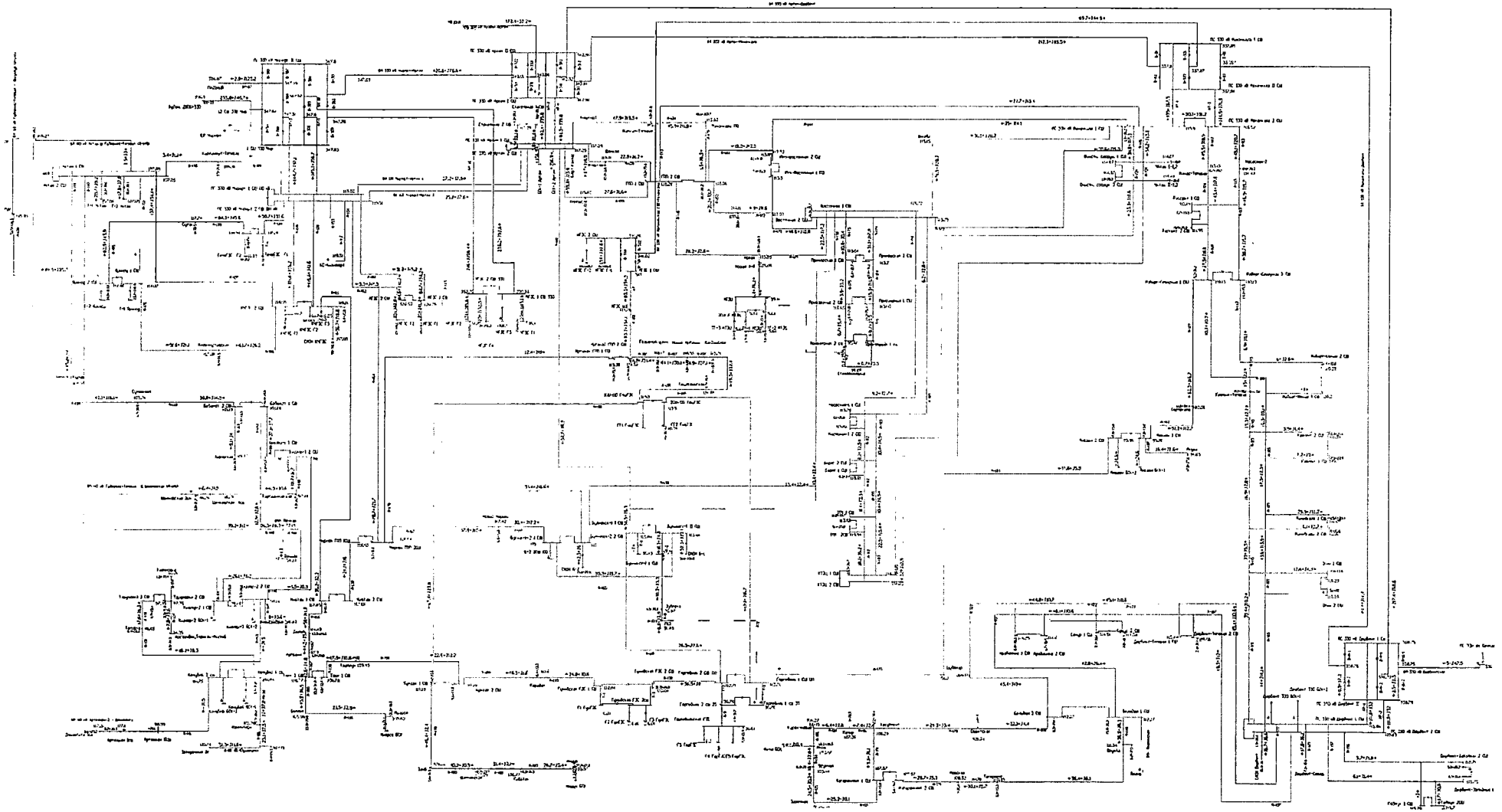


Рисунок 10.32 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

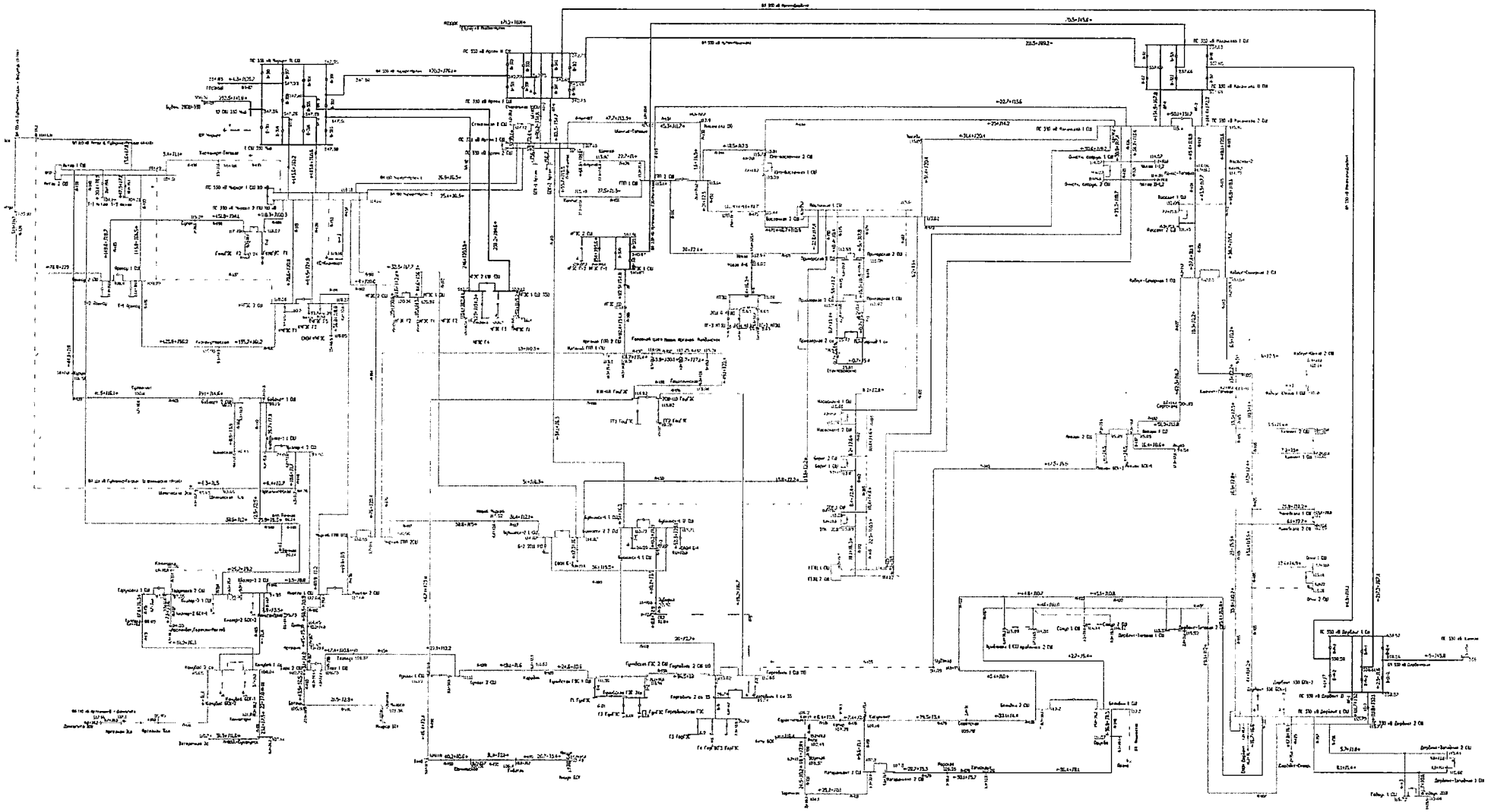


Рисунок 10.33 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

Приложение 11

Оптимистичный вариант.

Зимний минимум 2020 года. Температура окружающей среды – 9°С. Потребление 988 МВт.

Нормальная схема

Таблица 11.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	400 400	342 411	342 411	503 600	503 600	88,6 84,7	-
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба		205	197	145	133	104,8	11.1

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 11.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	1200 1406	1200 1406	630 791	600 600	630 791	780 915	1200 1206	503 600	503 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	899	385	298	262	218	501	933	203	141	97,7	11.2.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала		498	509	499	395	762	1243*	326	245	86,2	11.3.

*-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС.

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 11.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	780 915	808 839	1200 1206	630 791	630 791	88,6 84,7	
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем	782*	592	1520*	33	33	107,8	11.4.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	612	607	1466*	84	82	107,2	11.5.
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	613	[illegible]	1673*	172	166	103,3	11.6.

*-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС.

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 11.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	581 600	581 600	600 600	600 600	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)		521	482	49	102,4	11.7.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	512		488	55	103,0	11.8.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	494	508		403	102,9	11.9.

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 11.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	581 600	600 600	600 600	600 600	787 946	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	497	202	0	296	300	103,7	11.10.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)		453	524	547	552	102,0	11.11.

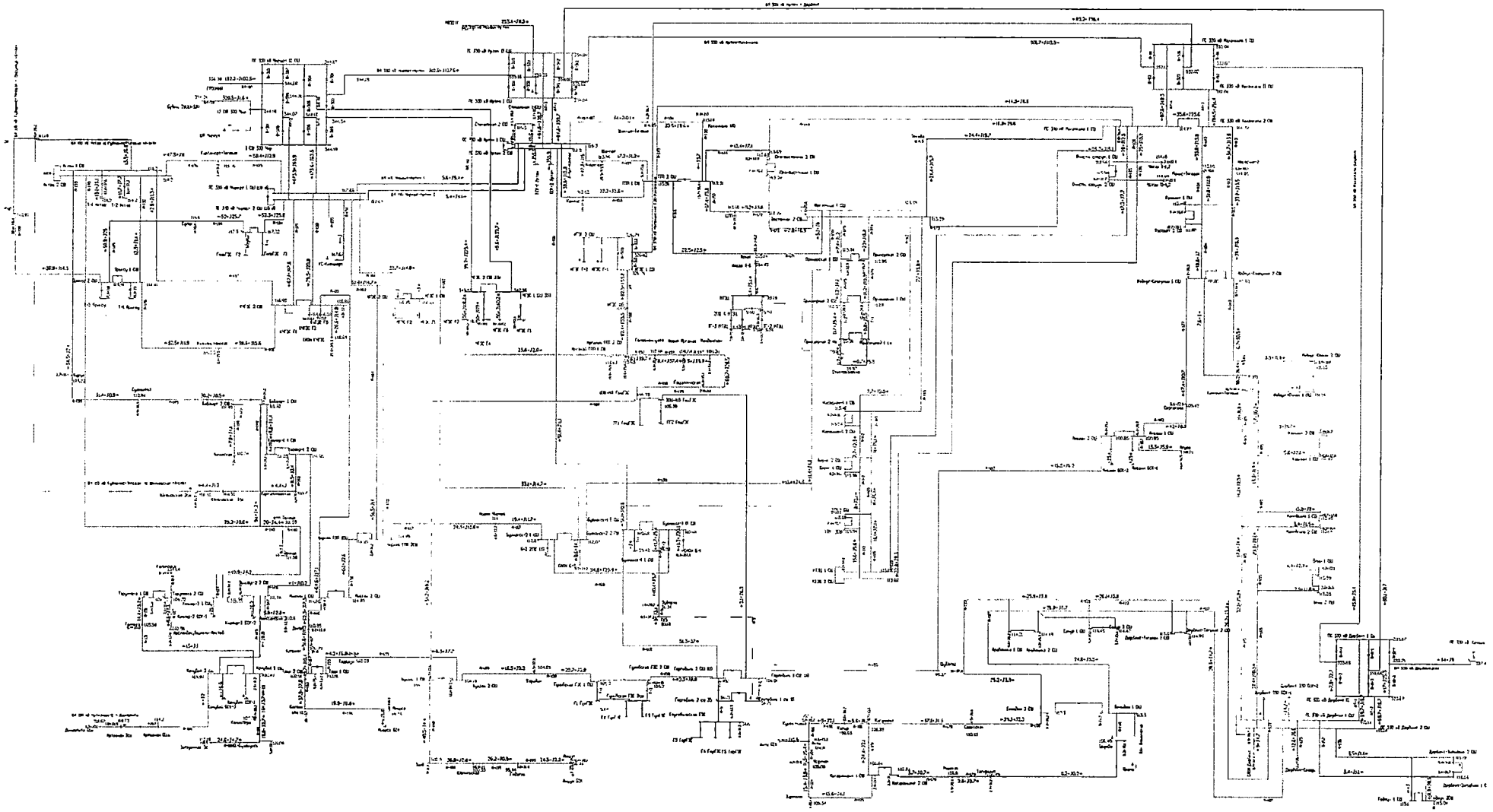


Рисунок 11.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

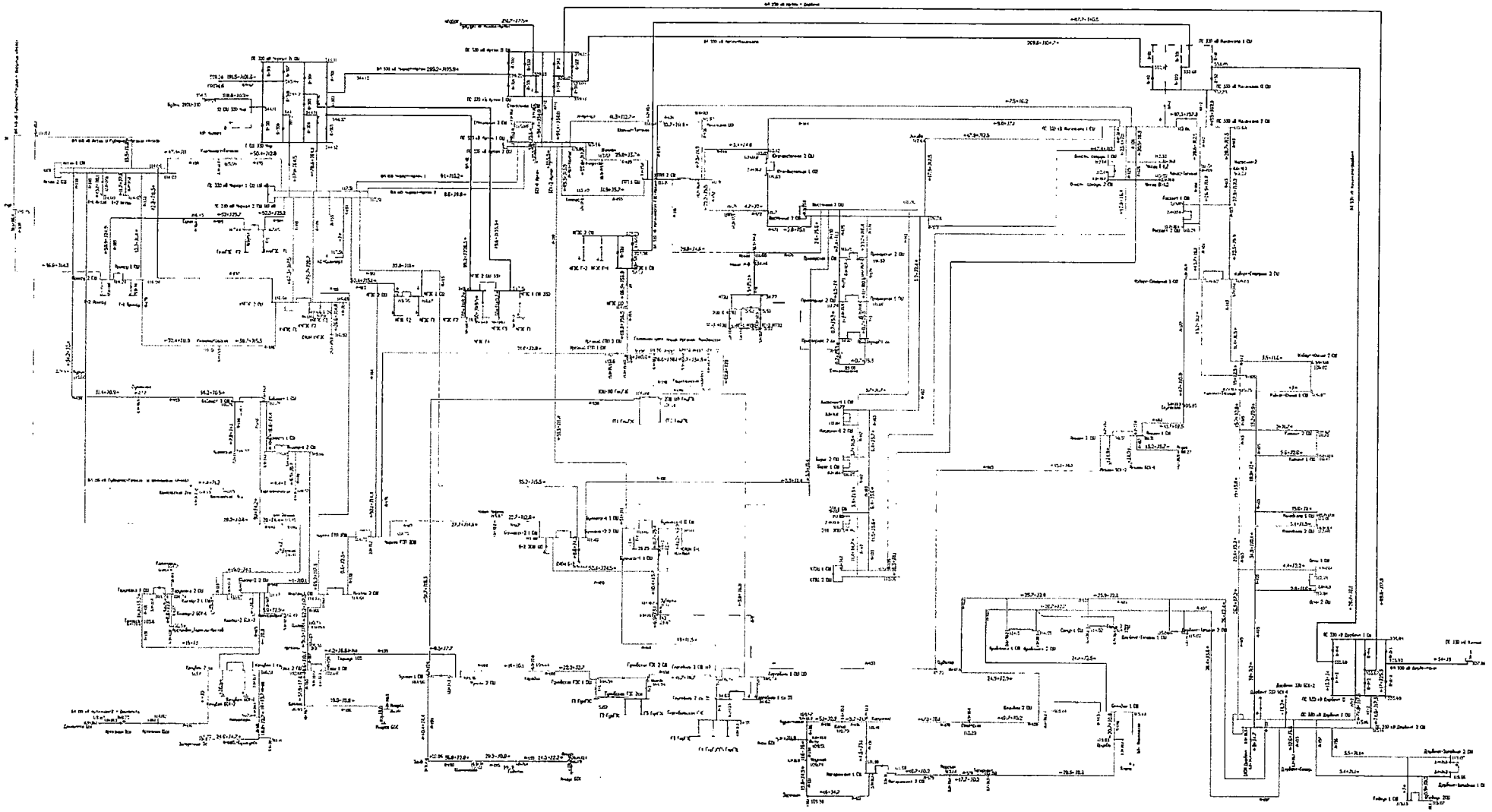


Рисунок 11.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

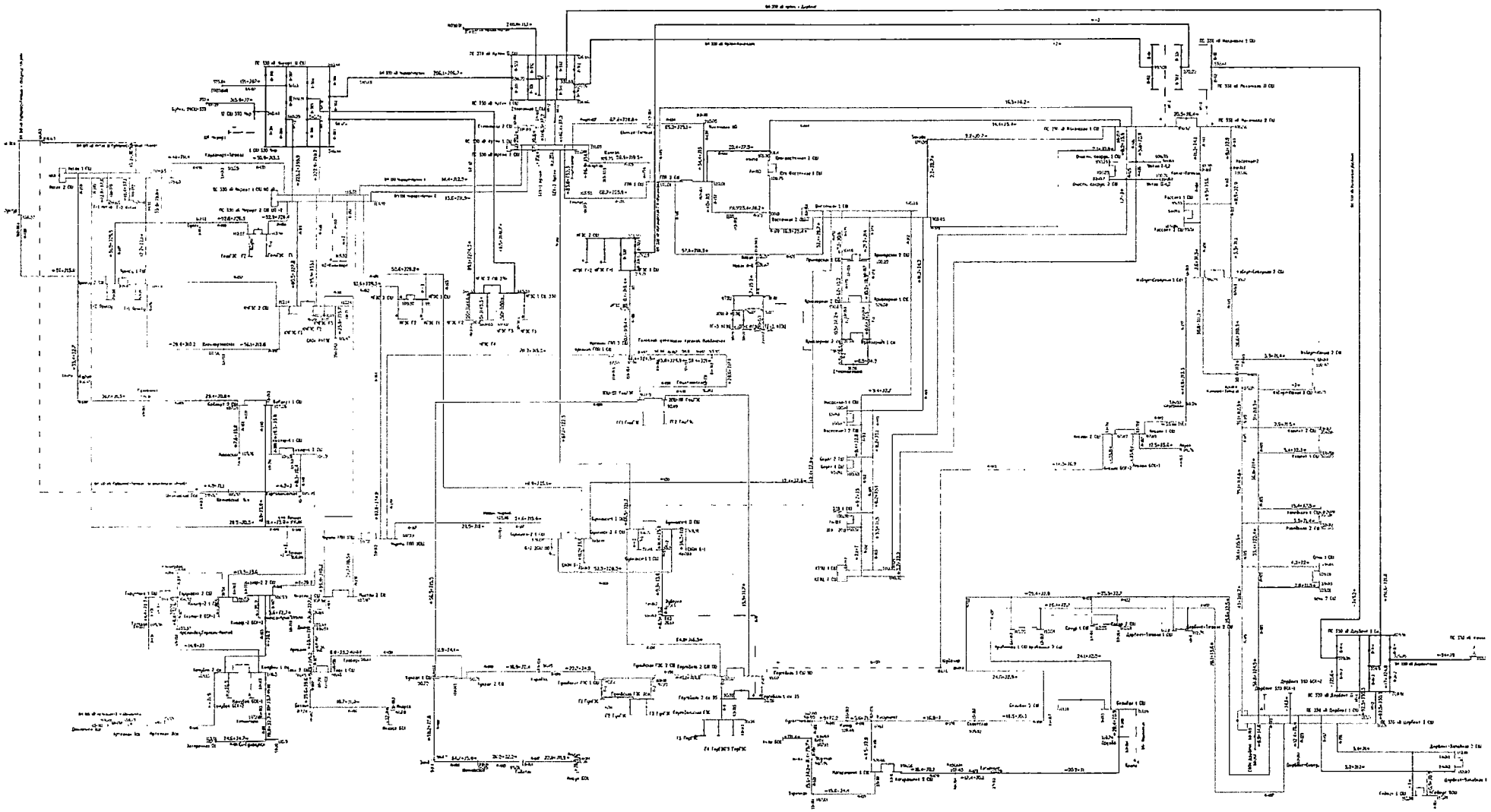


Рисунок 11.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2) СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

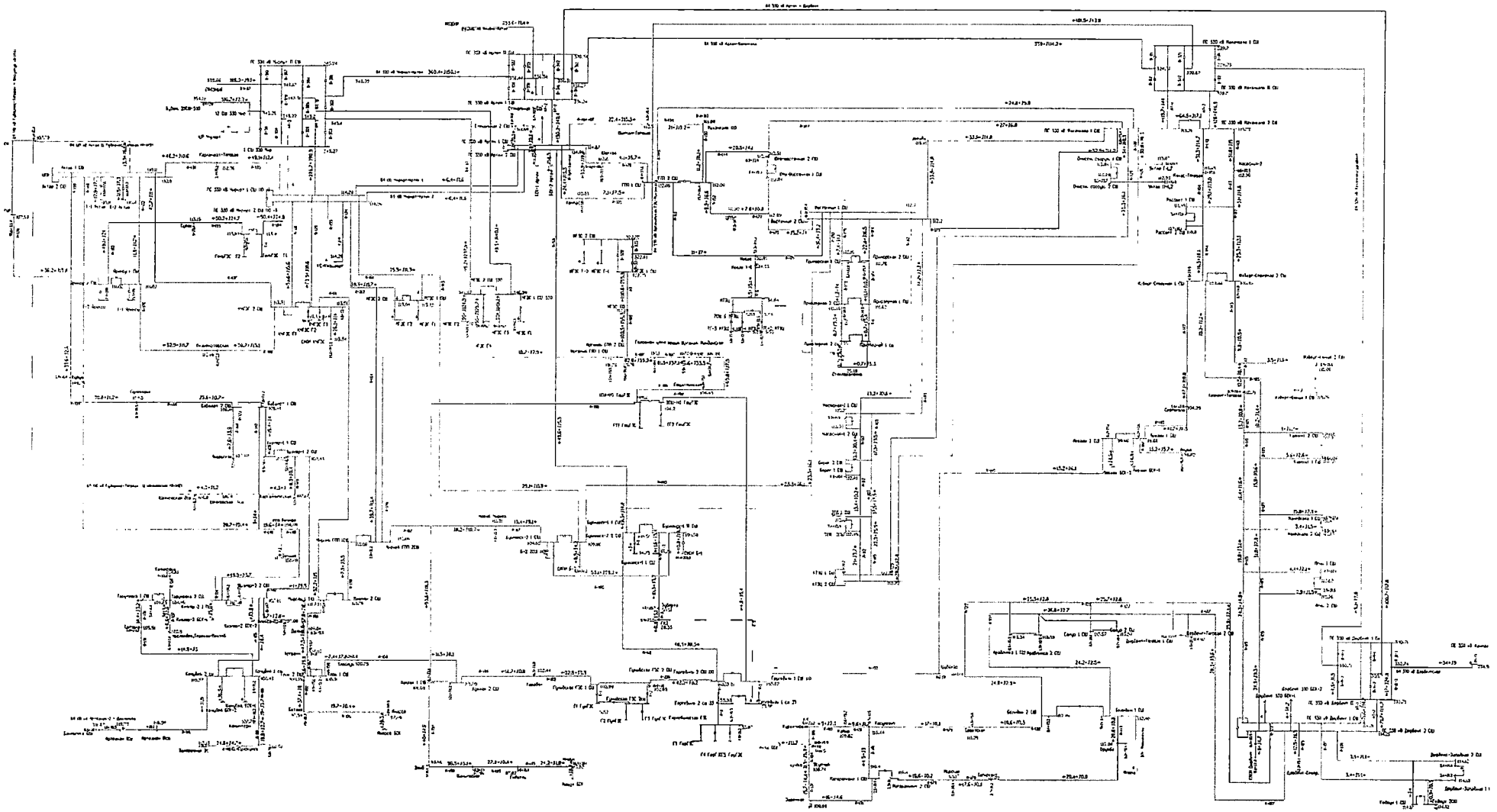


Рисунок 11. 4 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

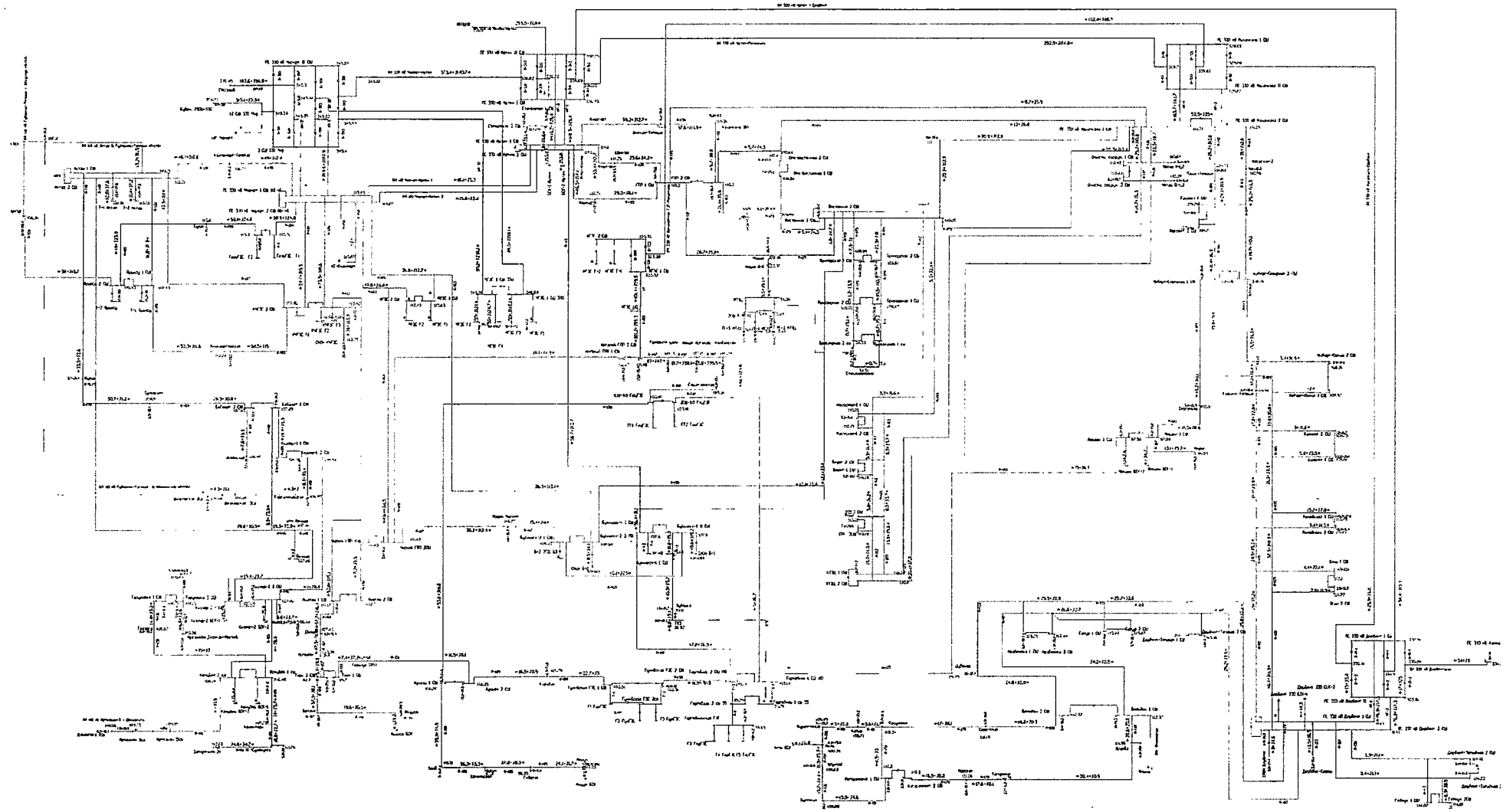


Рисунок 11.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

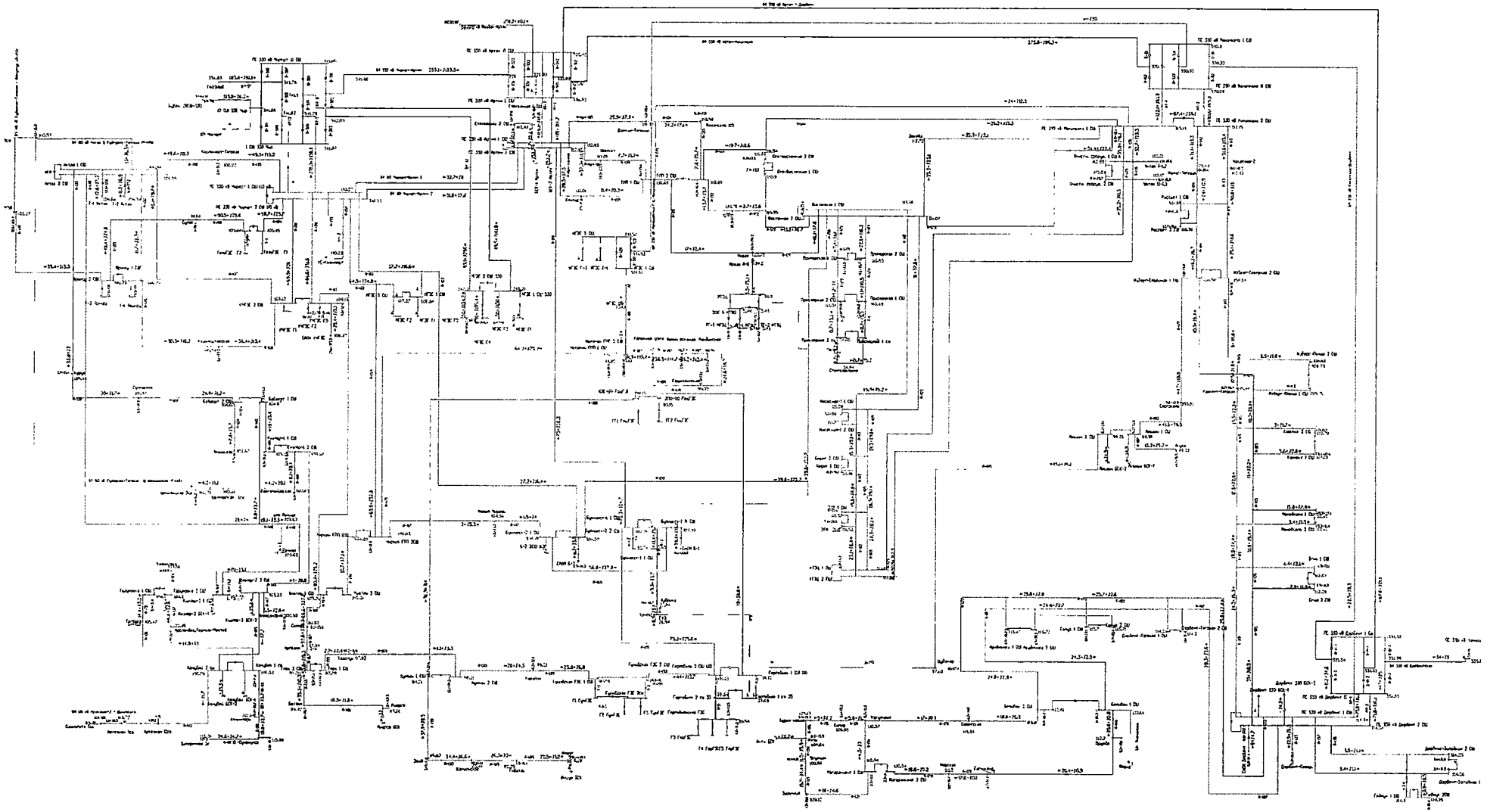


Рисунок 11.6 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

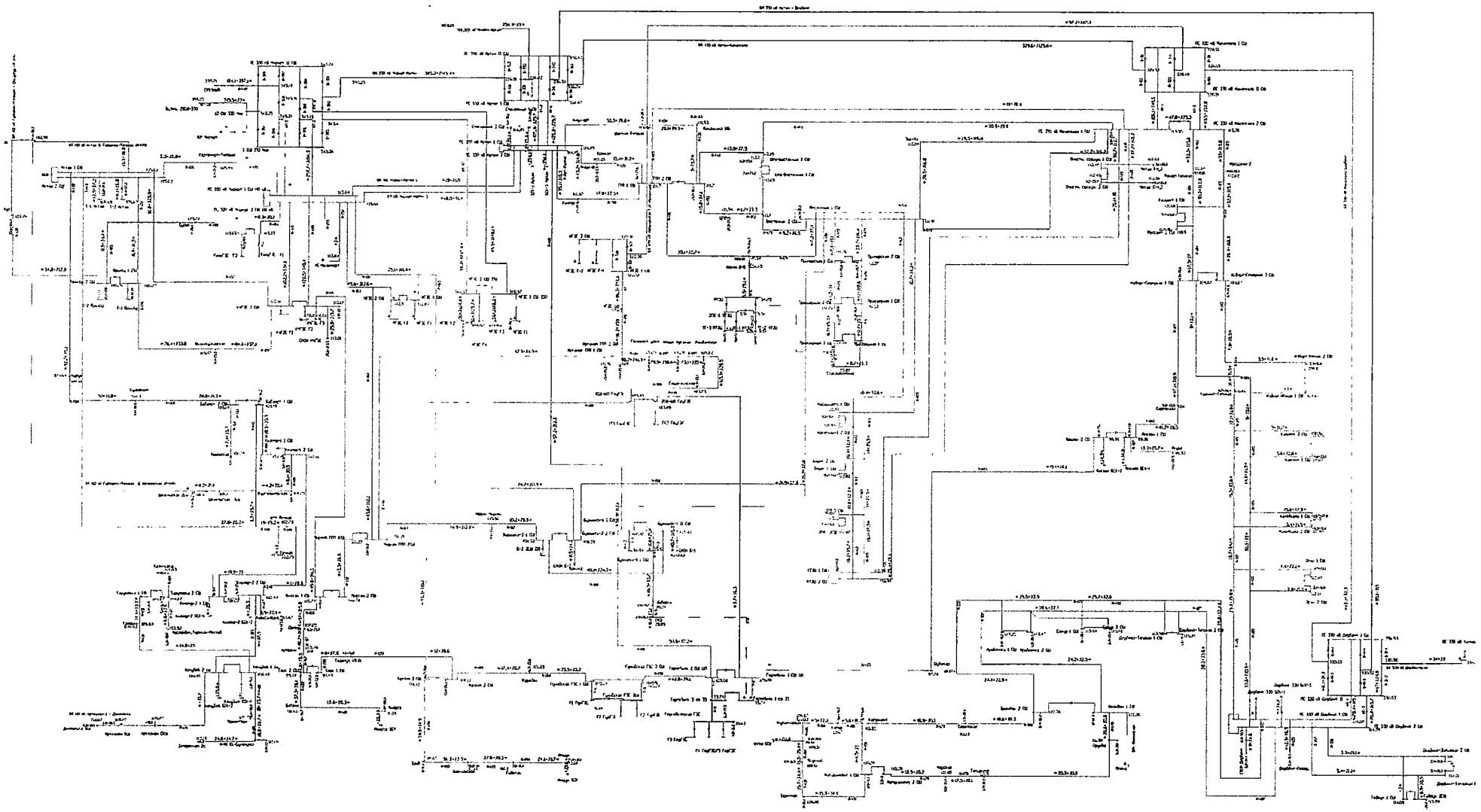


Рисунок 11.7 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

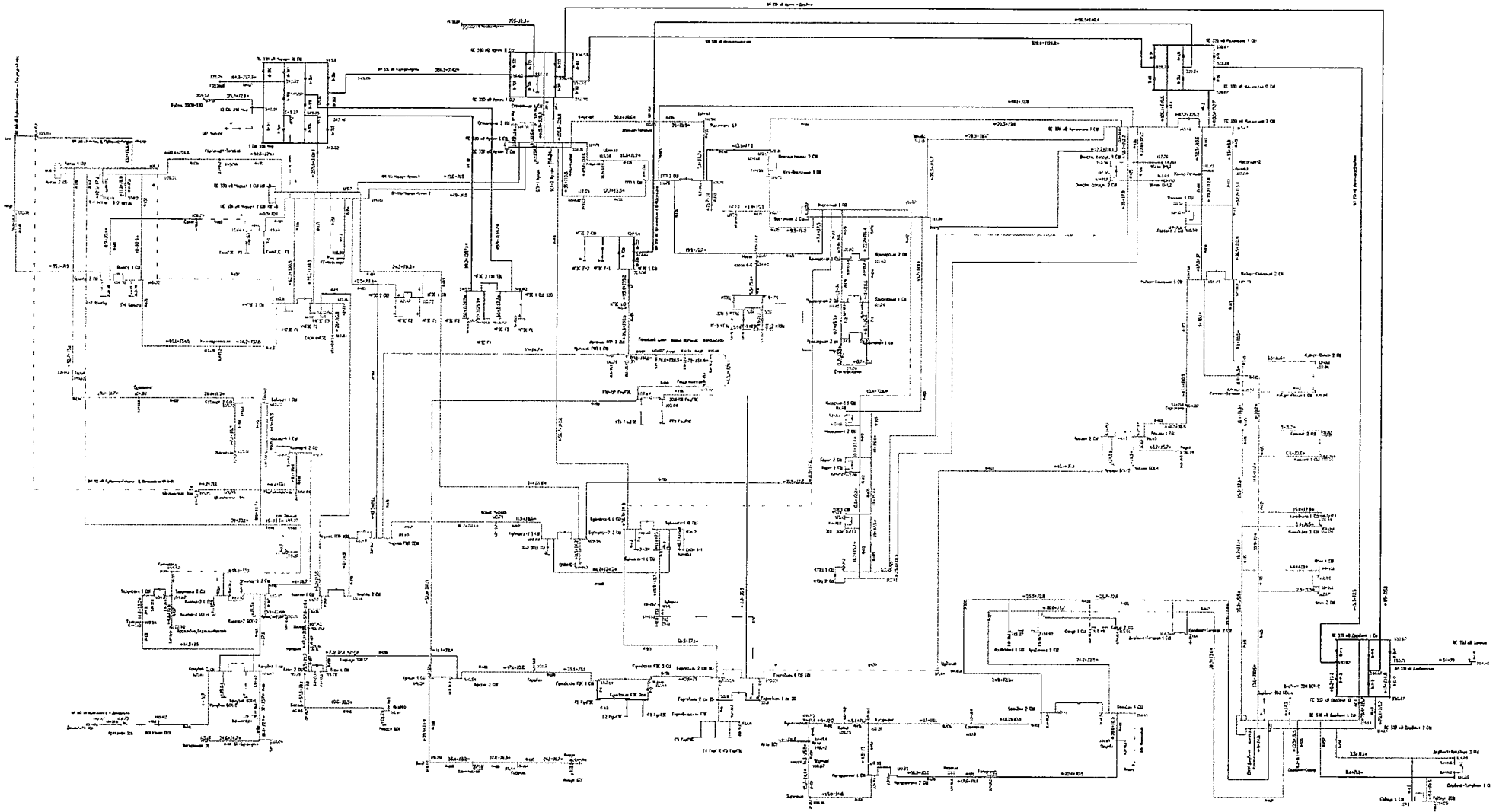


Рисунок 11.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

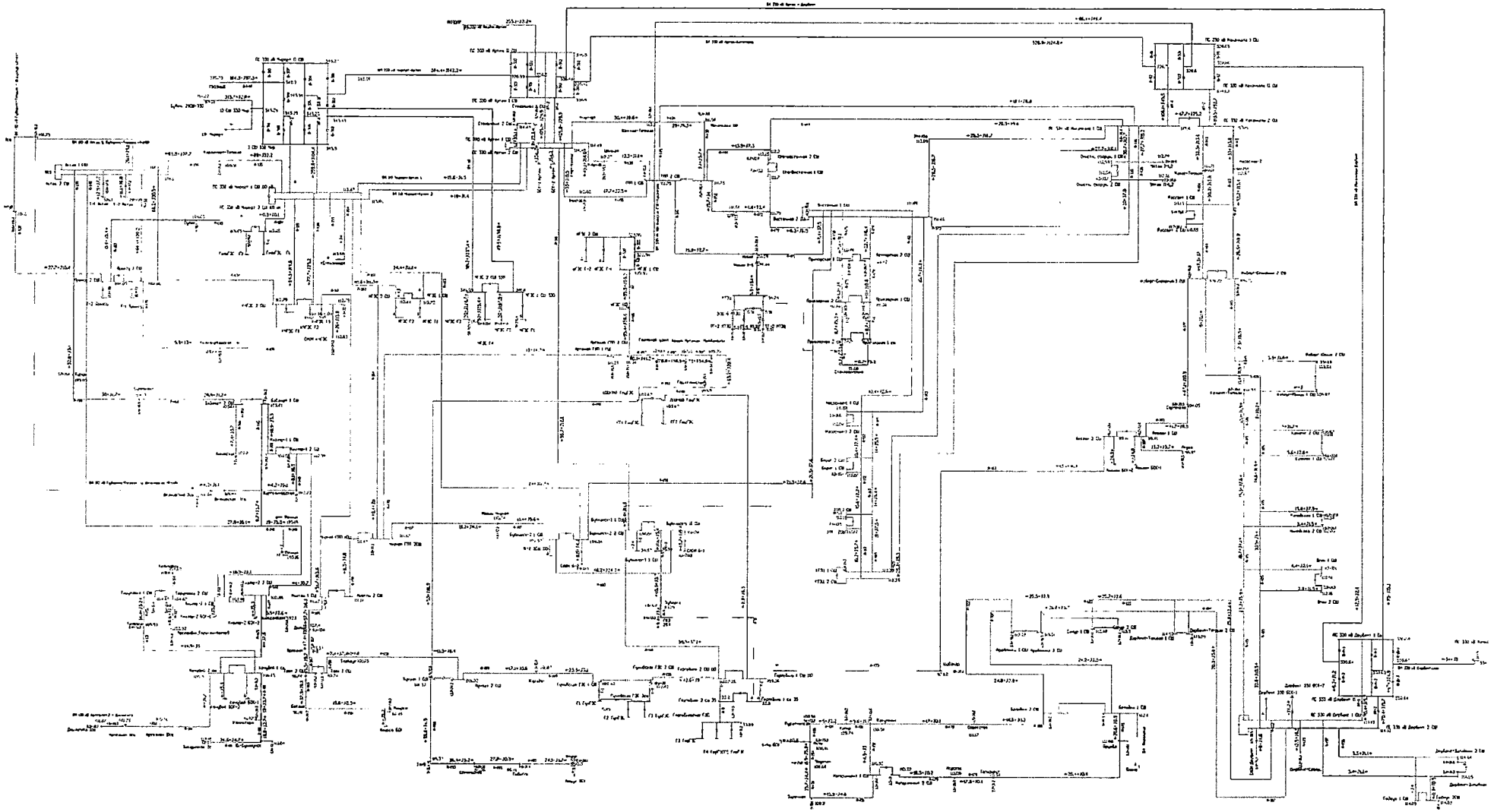


Рисунок 11.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

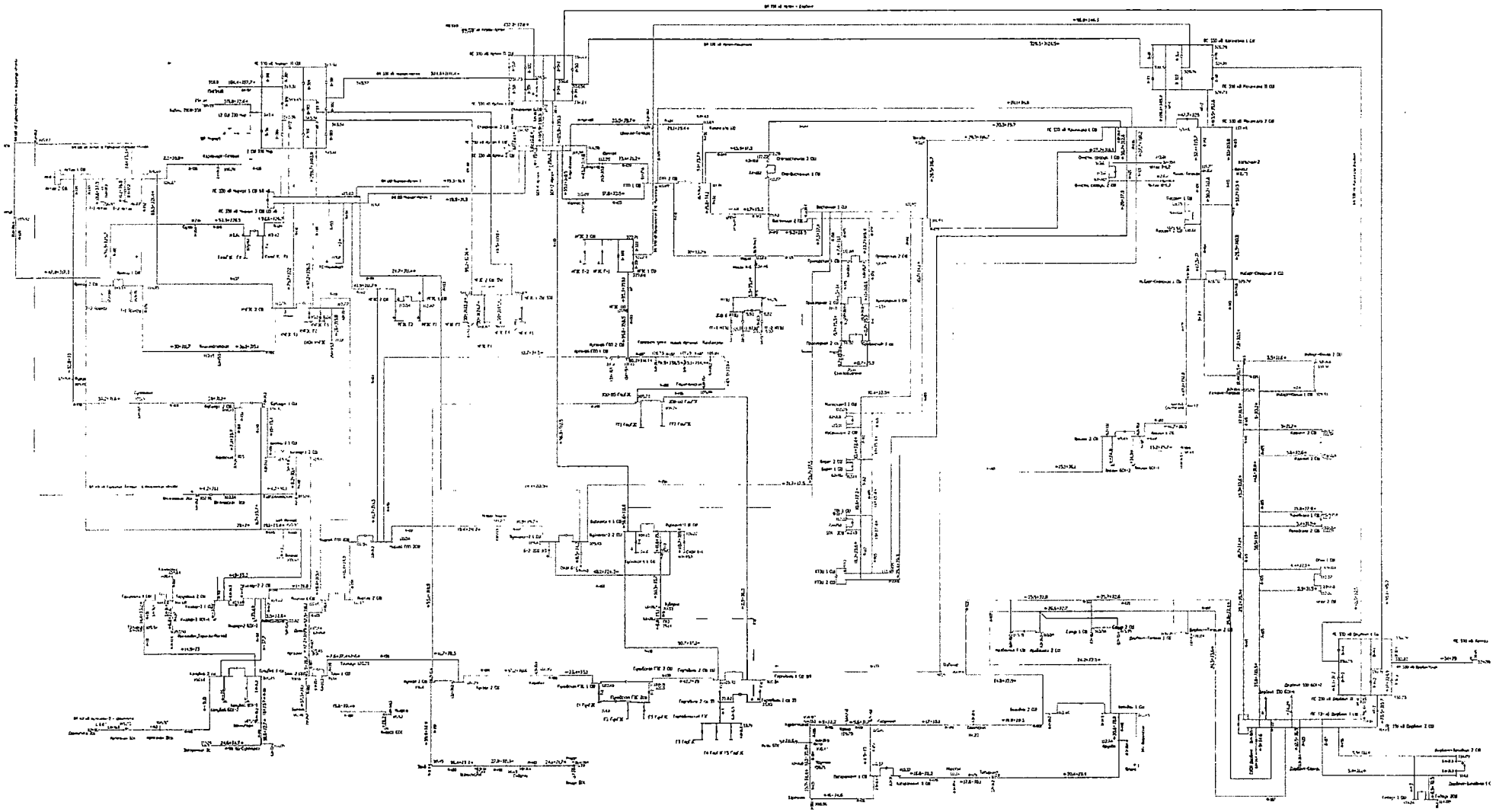


Рисунок 11.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

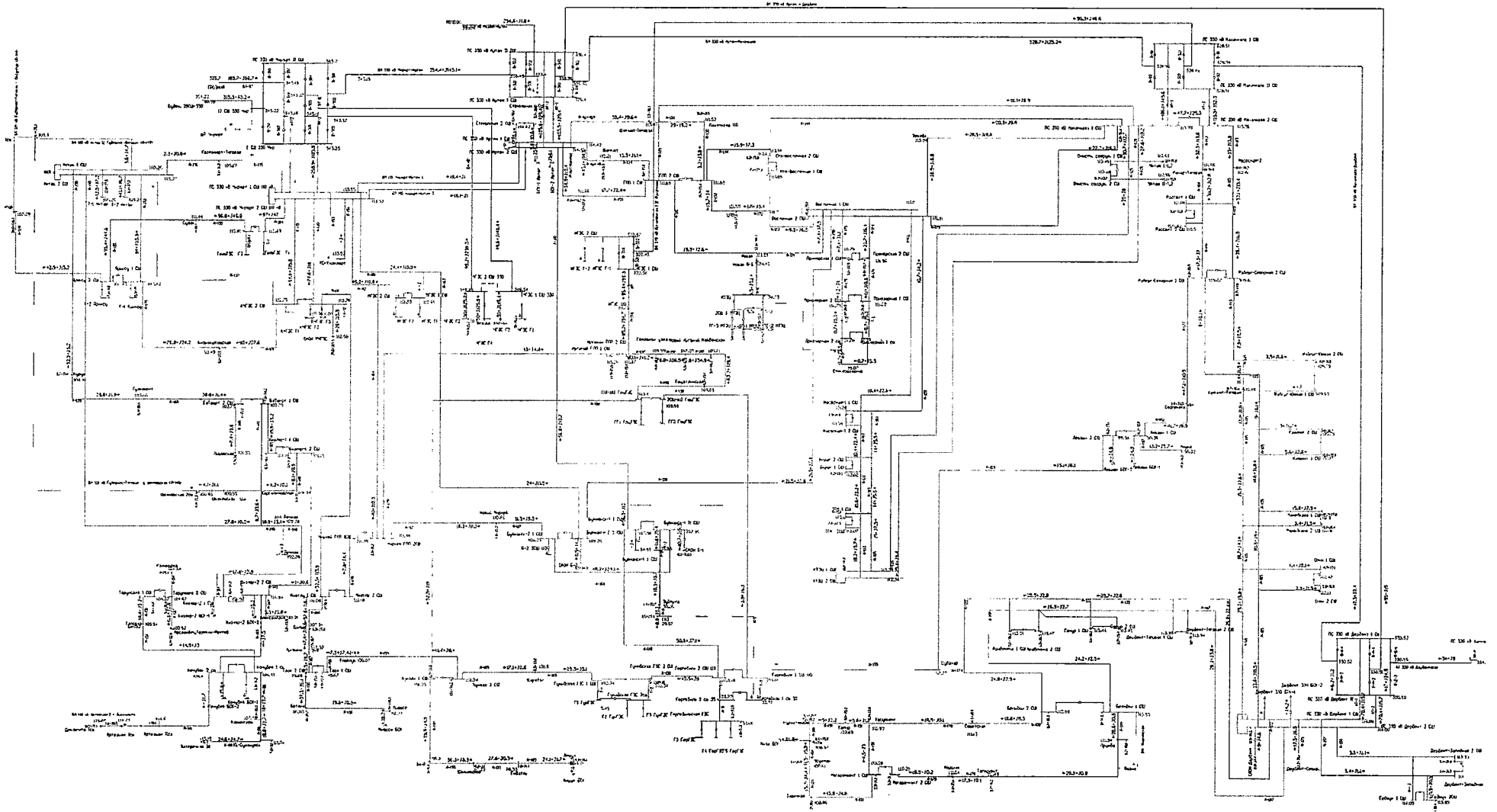


Рисунок 11.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

Приложение 12

Оптимистичный вариант.

Летний максимум 2020 года. Температура окружающей среды 35°С. Потребление 1015 МВт.

Нормальная схема

Таблица 12.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	290 350	233 281	233 281	343 413	343 413	88,6 84,7	
Нормальный режим	Все параметры режима в области допустимых значений						12.1.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба		236*	224	160	153	99,4	12.2.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108)	235	0	14	160	152	102,2	12.3.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107)	122	112	99	0	311	103,0	12.4.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)	122	112	99	310	0	103,2	12.5.

*-для ликвидации перегруза требуется отключение потребителей на величину до 1 МВт.

Таблица 12.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	ВЛ-110-116	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Уйташ-1	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	449 541	449 541	449 541	343 413	565 752	869 1005	88,6 84,7	
Аварийное откл. 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала	630*	610*	492	439*	637**	887**	96,8	12.6.

*-перегруз ликвидируется загрузкой Г-1 Миатлинской ГЭС с выделением на ПС 110 кВ Восточная и отключением части потребителей на величину до 82 МВт.

**-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС.

Таблица 12.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-139	ВЛ 110 кВ Куруш-Сулевкент	ВЛ-110-169	ВЛ-110-109	ВЛ-110-146	ВЛ-110-140	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Александрия	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	449 541	537 647	396 477	290 350	343 413	396 477	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139)		27	35	159	25	480*	93,7	12.7.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	483*	458	450	329	144		91,0	12.8.

*-перегрузы ликвидируются переводом потребителей на соседние энергосистемы (Калмэнерго, Ставропольэнерго)

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 12.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	869 1155	869 1155	449 541	449 541	449 541	565 752	869 1005	343 413	343 413	88,6 84,7	
Нормальный режим	1272*	458	386	335	286	405	756	232	177	97,9	12.9.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала		456	678**	665**	533**	711**	946**	230	175	111,7	12.10
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент	810	918***	421	376	315	458	845	232	176	112,1	12.11
Аварийное откл. АТ на ПС 330 кВ Ирганайской ГЭС	849	456	411	365	306	488	906****	230	175	110,4	12.12

*- перегруз в ремонтной схеме ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная, разгрузкой Ирганайской ГЭС, разрывом транзита 110 кВ между ПС 330 кВ Махачкала и ПС 330 кВ Дербент, переключением анцапф РПН АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала в 11-е положение, переключением анцапф РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Артем в 6-е положение..

**-перегруз ликвидируется отключением потребителей на величину до 110 МВт.

***-перегруз ликвидируется переводом потребителей на соседние энергосистемы (Азерэнержи). При невозможности перевода перегруз допустим на 24 часа.

****-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС.

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 12.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	ВЛ-110-188	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	565 752	625 720	625 753	869 1005	449 541	449 541	88,6 84,7	
Нормальный режим	413	323	324	1073*	18	18	100,4	12.13
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем	458	255	255	866	116	110	101,6	12.14
Аварийное откл. АТ-2(АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	405	277	277	868	101	94	101,3	12.15
Аварийное откл. АТ на ПС 330 кВ Ирганайской ГЭС	358	0	0	879*	52	47	101,5	12.16
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт	475	343	343	0	122	117	96,2	12.17

*-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал

Таблица 12.6

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	449 541	449 541	
Нормальный режим	350	296	12.18.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Компас		400	12.19.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	457*		12.20.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	437	361	12.21.

*- перегруз ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Компас

Таблица 12.7

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	449 541	449 541	
Нормальный режим	385	285	12.22.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	463*	351	12.23.

*- перегруз ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная.

Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173)

Таблица 12.8

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-125	ВЛ-110-126	ВЛ-110-144	ВЛ-110-145	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	343 400	297 357	371 447	371 447	
Нормальный режим	267	237	205	190	12.24.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126)	396*	0	224	208	12.25.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125)		380*	227	211	12.26.

*- перегруз ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная, переключением анцапф РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала, включением БСК-1 и БСК-2 ПС 330 кВ Артем.

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 12.9

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	396 477	396 477	449 541	449 541	88,6 84,7	
Нормальный режим	512*	513*	549*	144	100,3	12.27.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)		549**	482**	148	101,3	12.28.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	526**		503**	170	101,5	12.29.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	492**	537**		335	101,8	12.30.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго)

**-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго) и отключением потребителей до 5 МВт.

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 12.10

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	396 477	449 541	449 541	449 541	537 647	88,6 84,7	
Нормальный режим	566*	452*	282	556*	556*	100,0	12.31
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	702**	138	0	196	196	99,1	12.32
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)		490	701**	546**	546	99,5	12.33

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго)

**-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго) и отключением потребителей до 10 МВт.

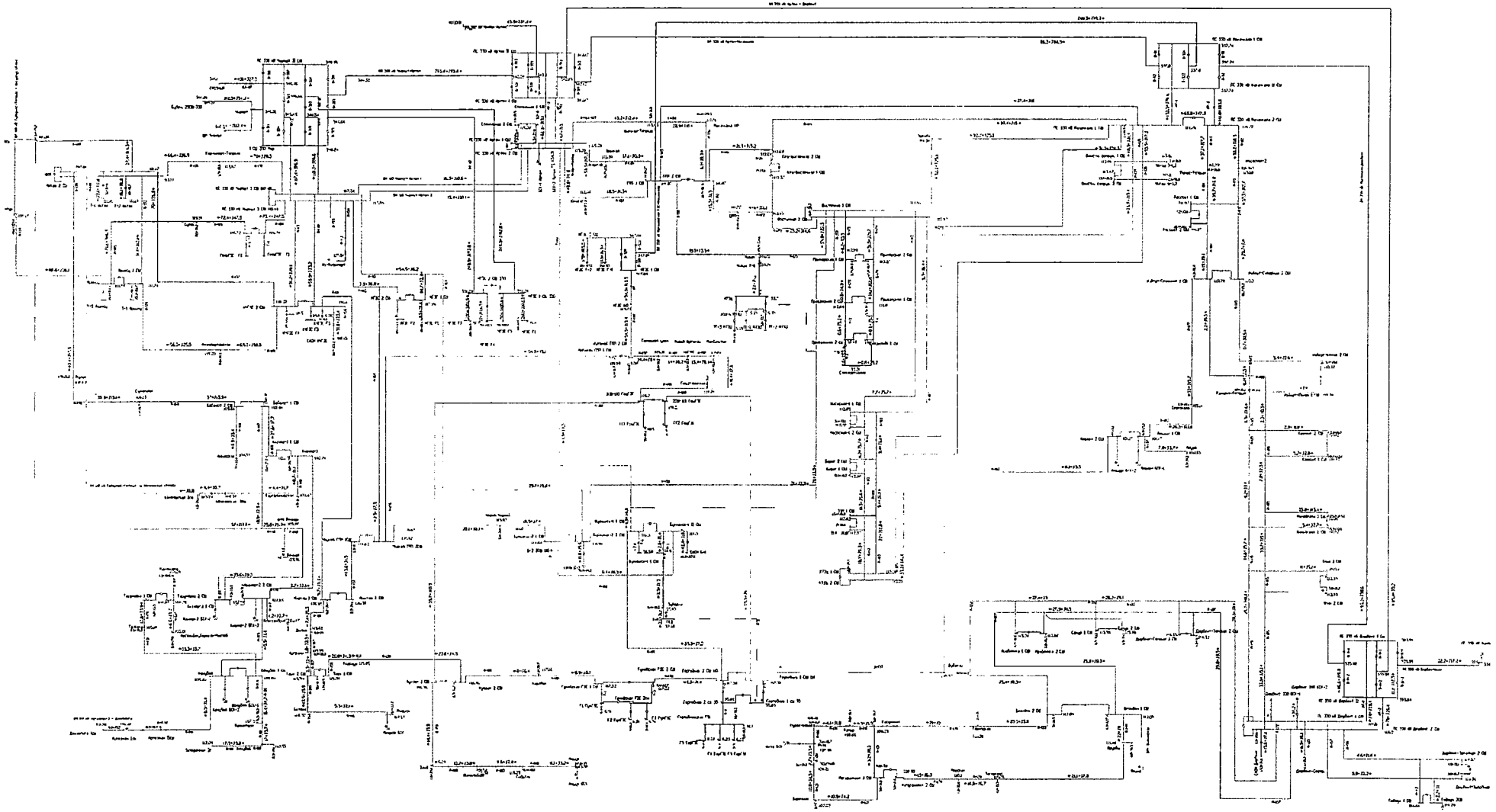


Рисунок 12.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Нормальная схема. Нормальный режим.

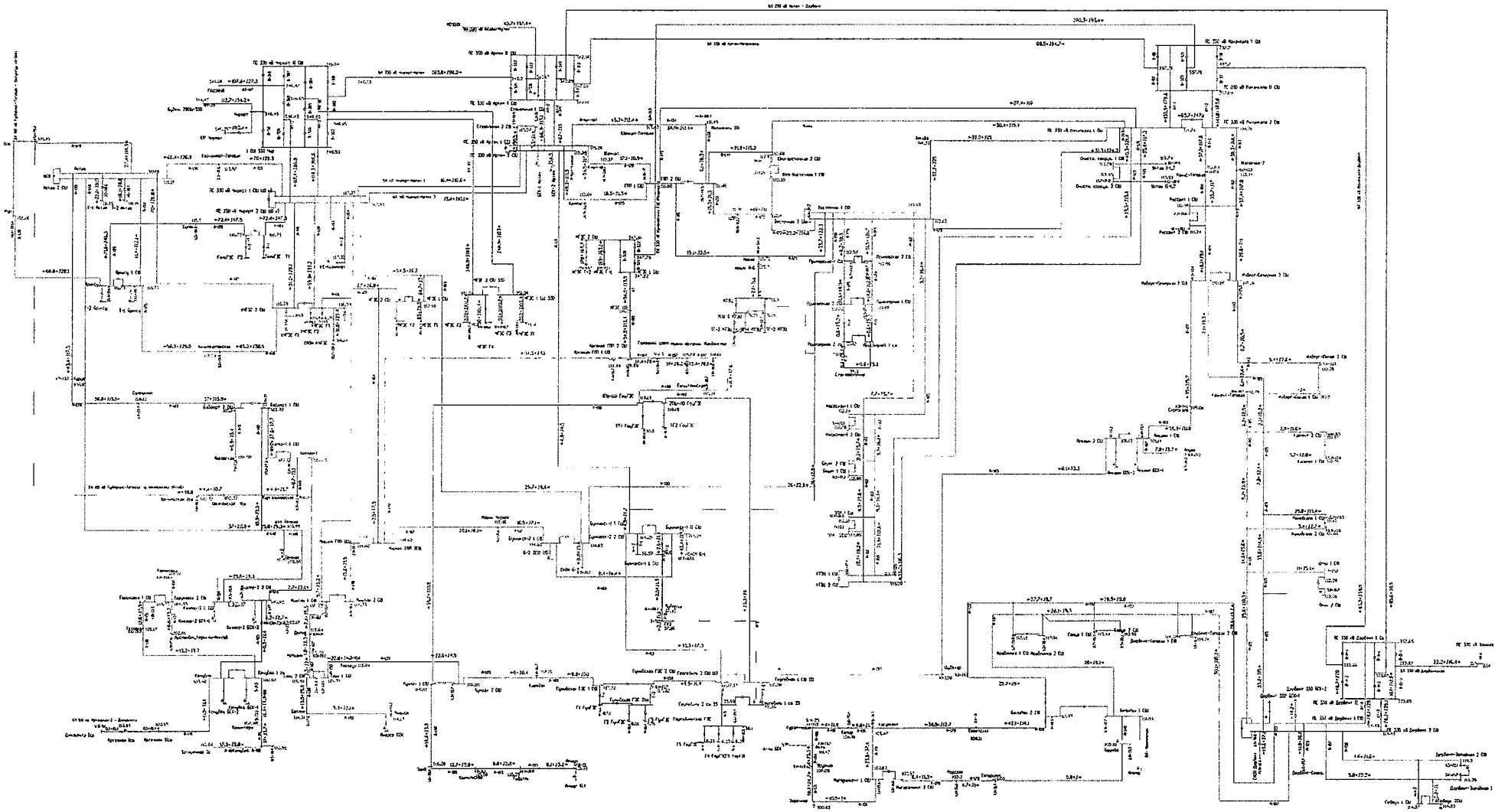


Рисунок 12.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

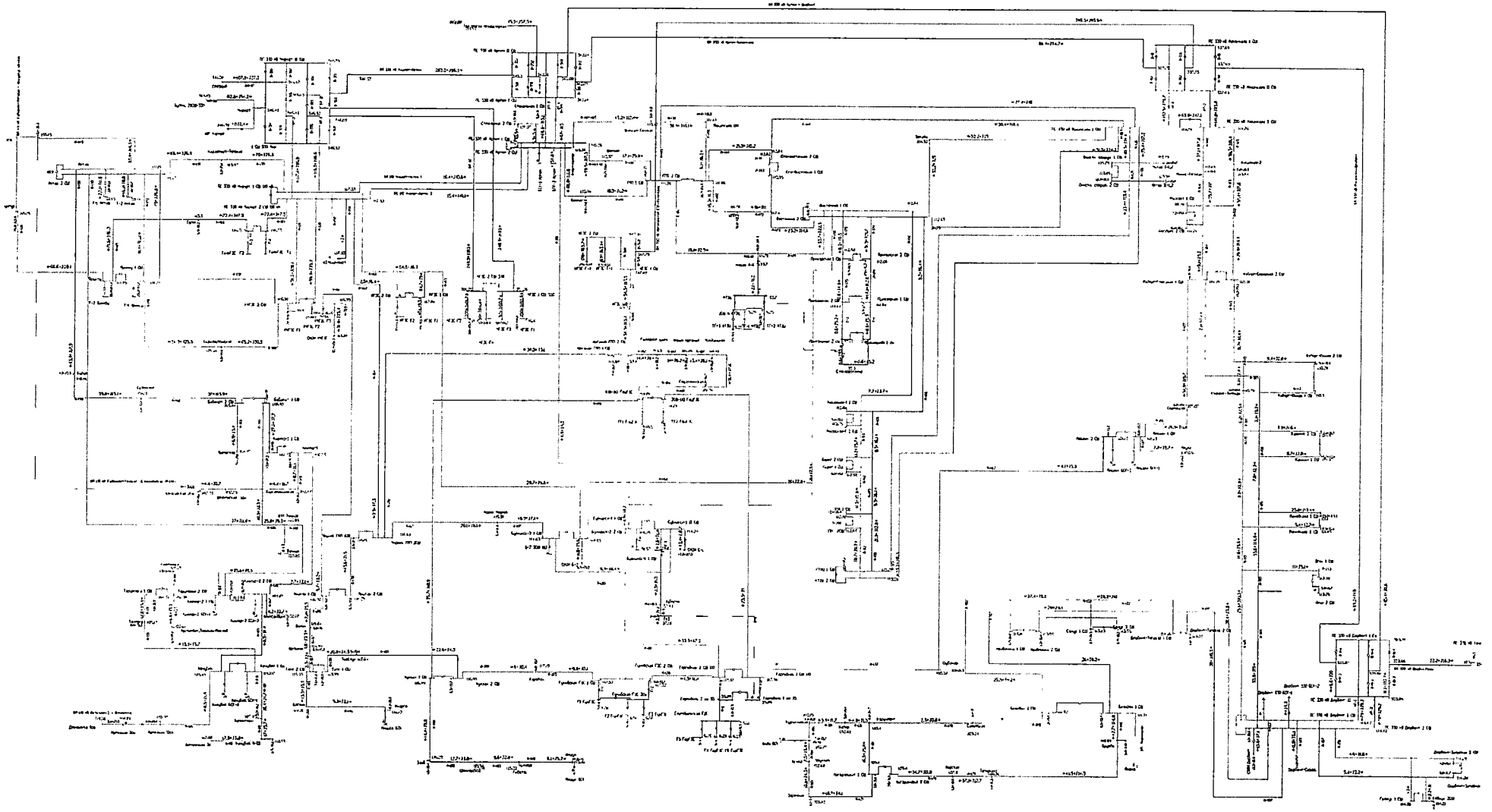


Рисунок 12.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) в нормальной схеме.

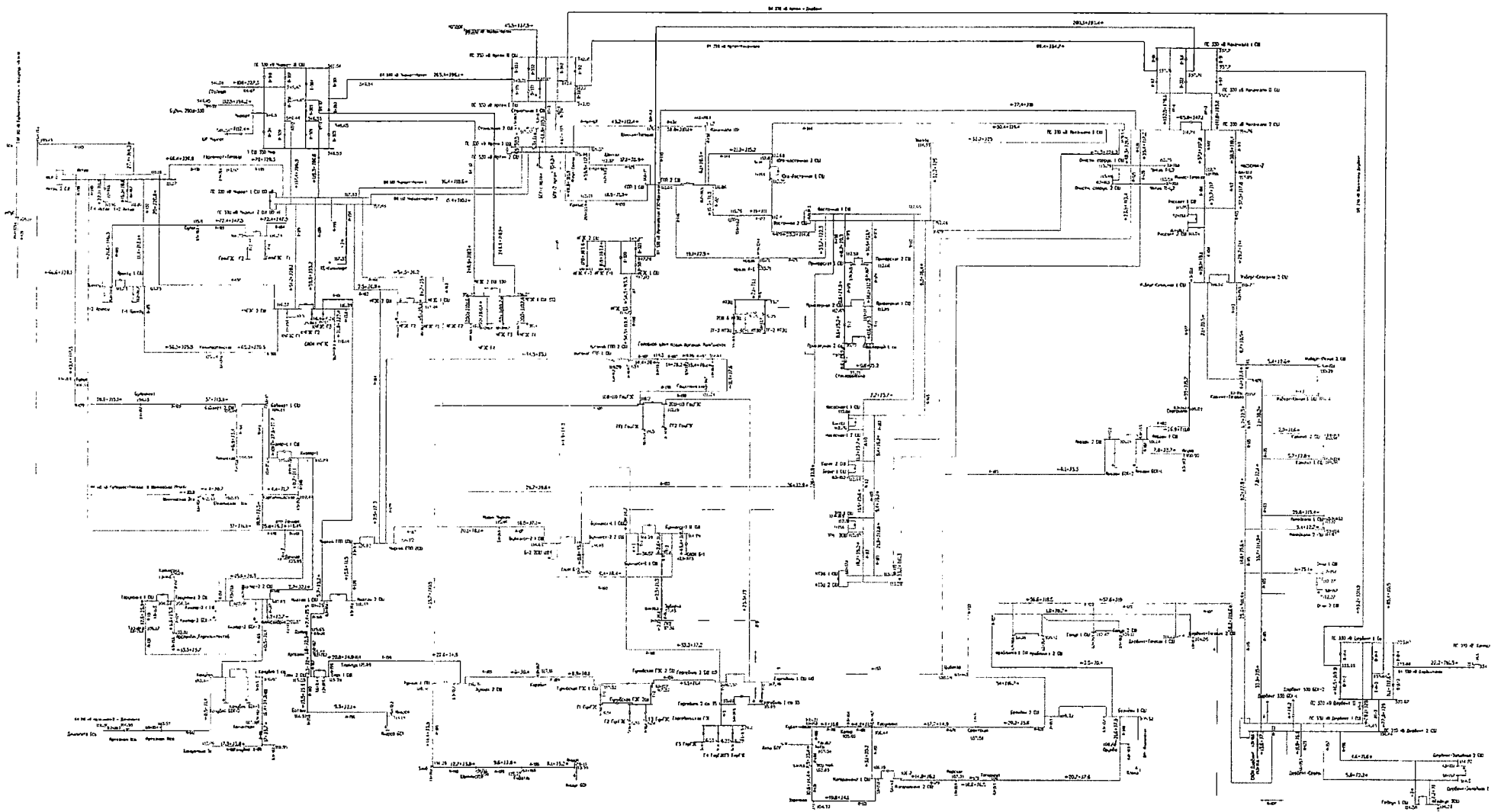


Рисунок 12.4 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) в нормальной схеме.

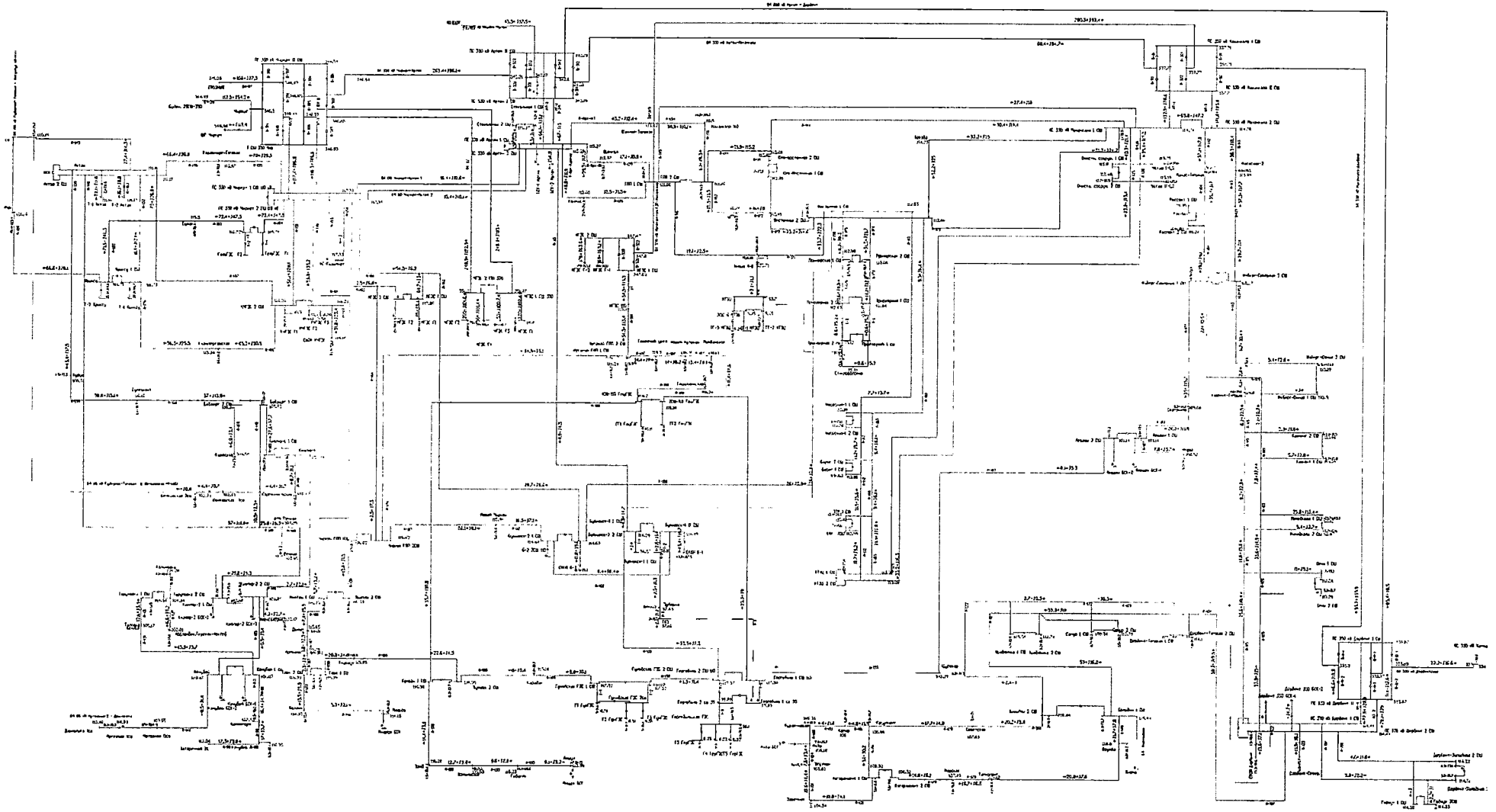


Рисунок 12.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) в нормальной схеме.

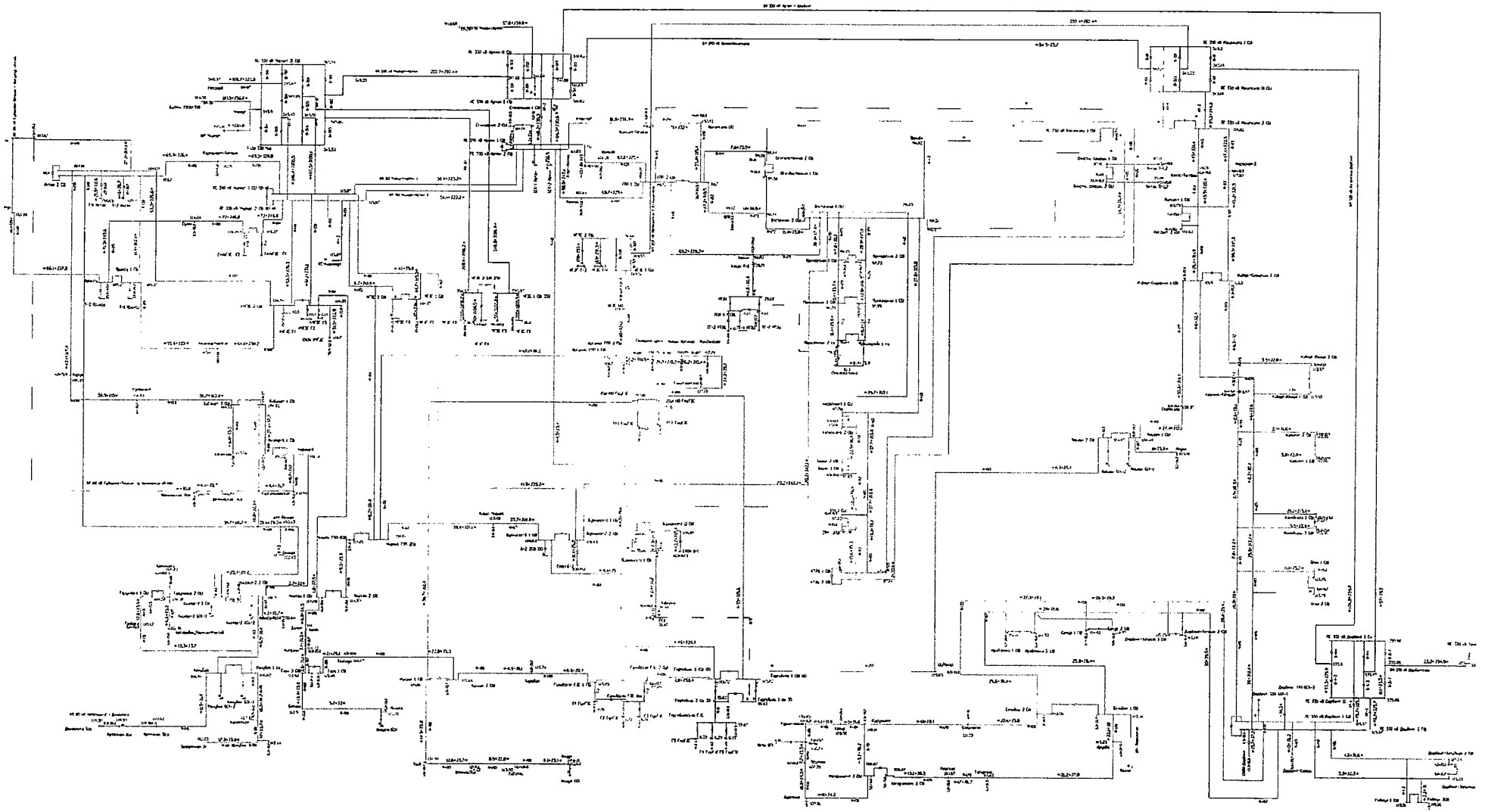


Рисунок 12.6 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме.

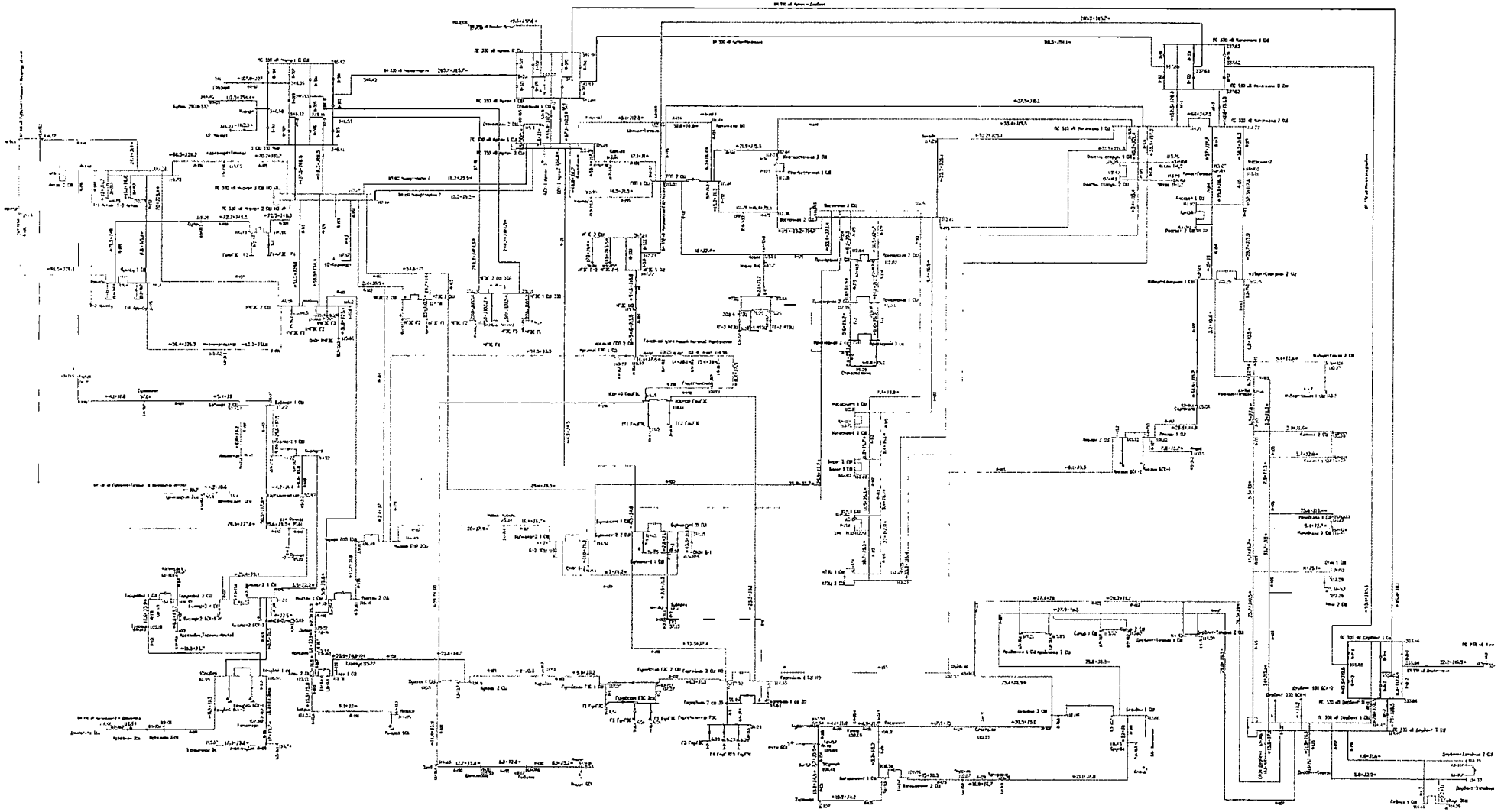


Рисунок 12.7 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139) в нормальной схеме.

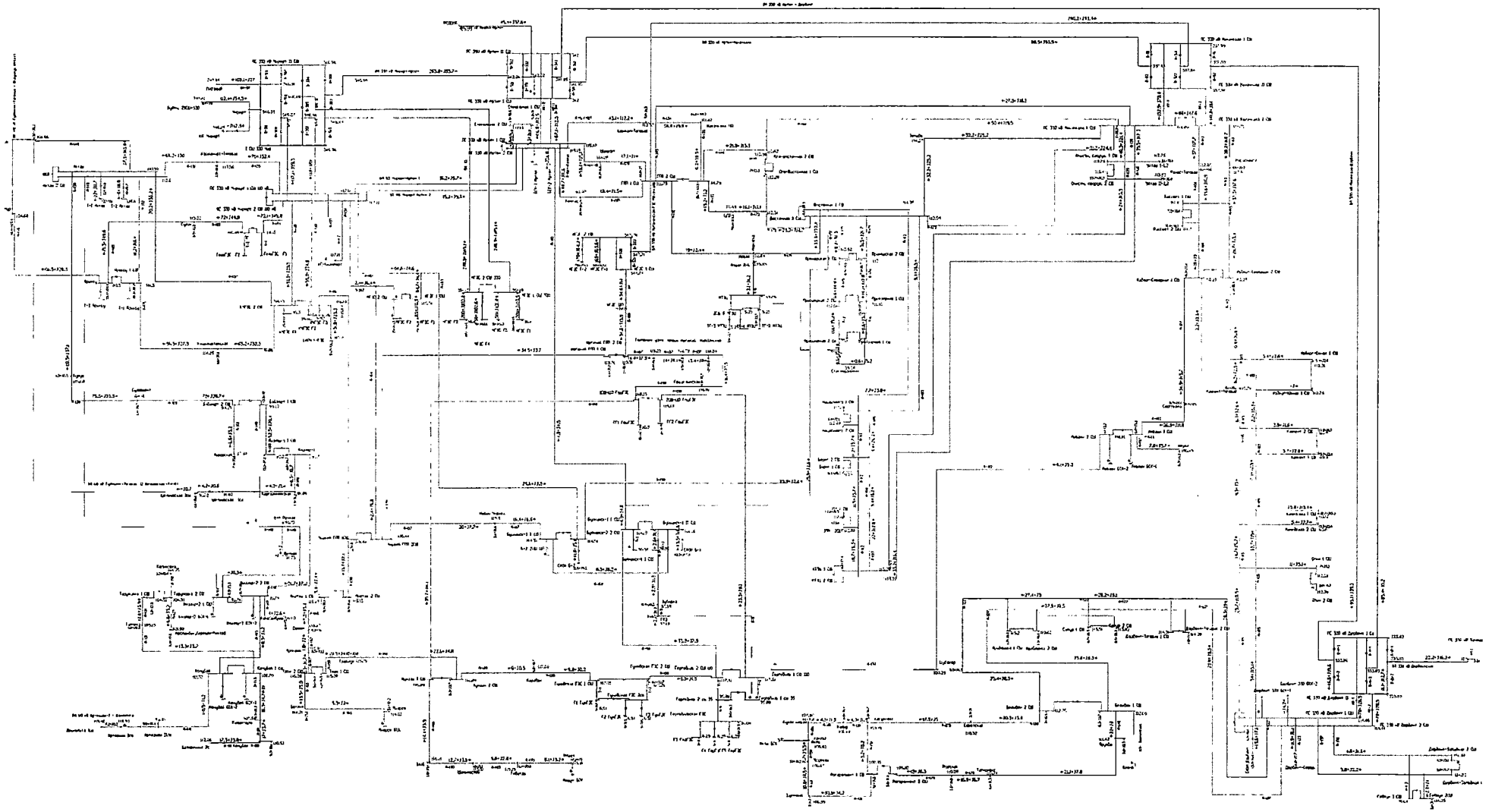


Рисунок 12.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) в нормальной схеме.

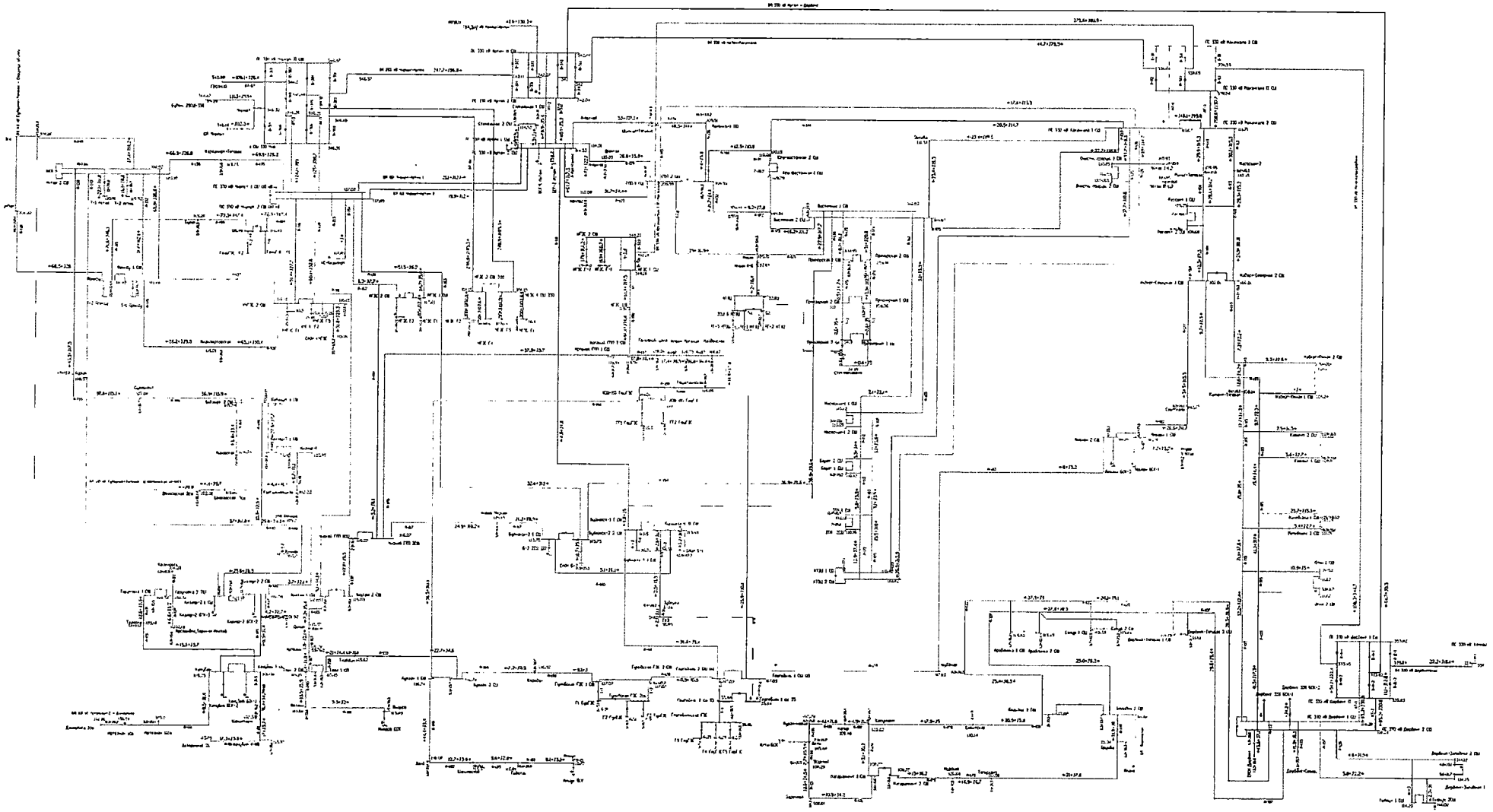


Рисунок 12.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

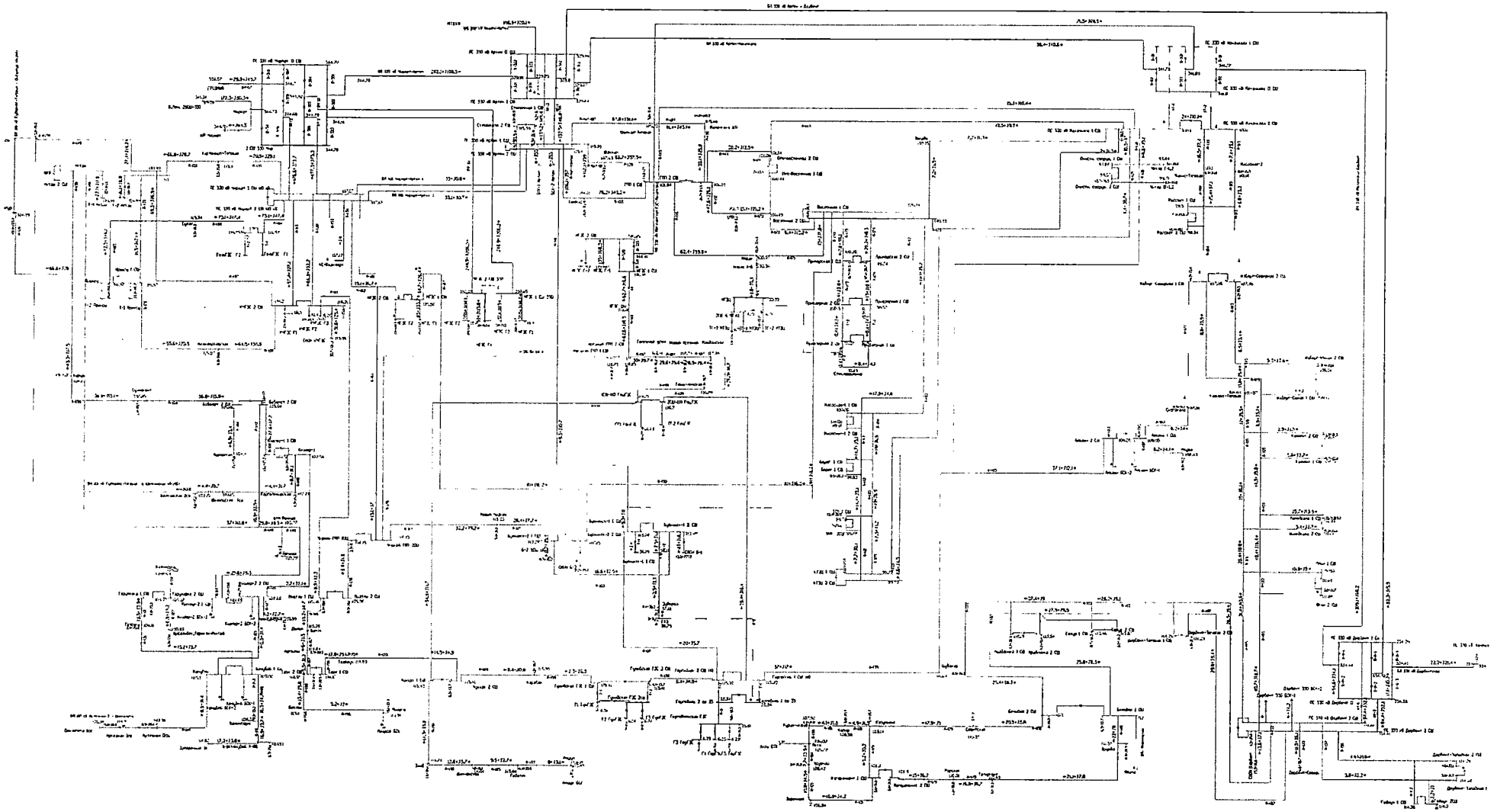


Рисунок 12.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

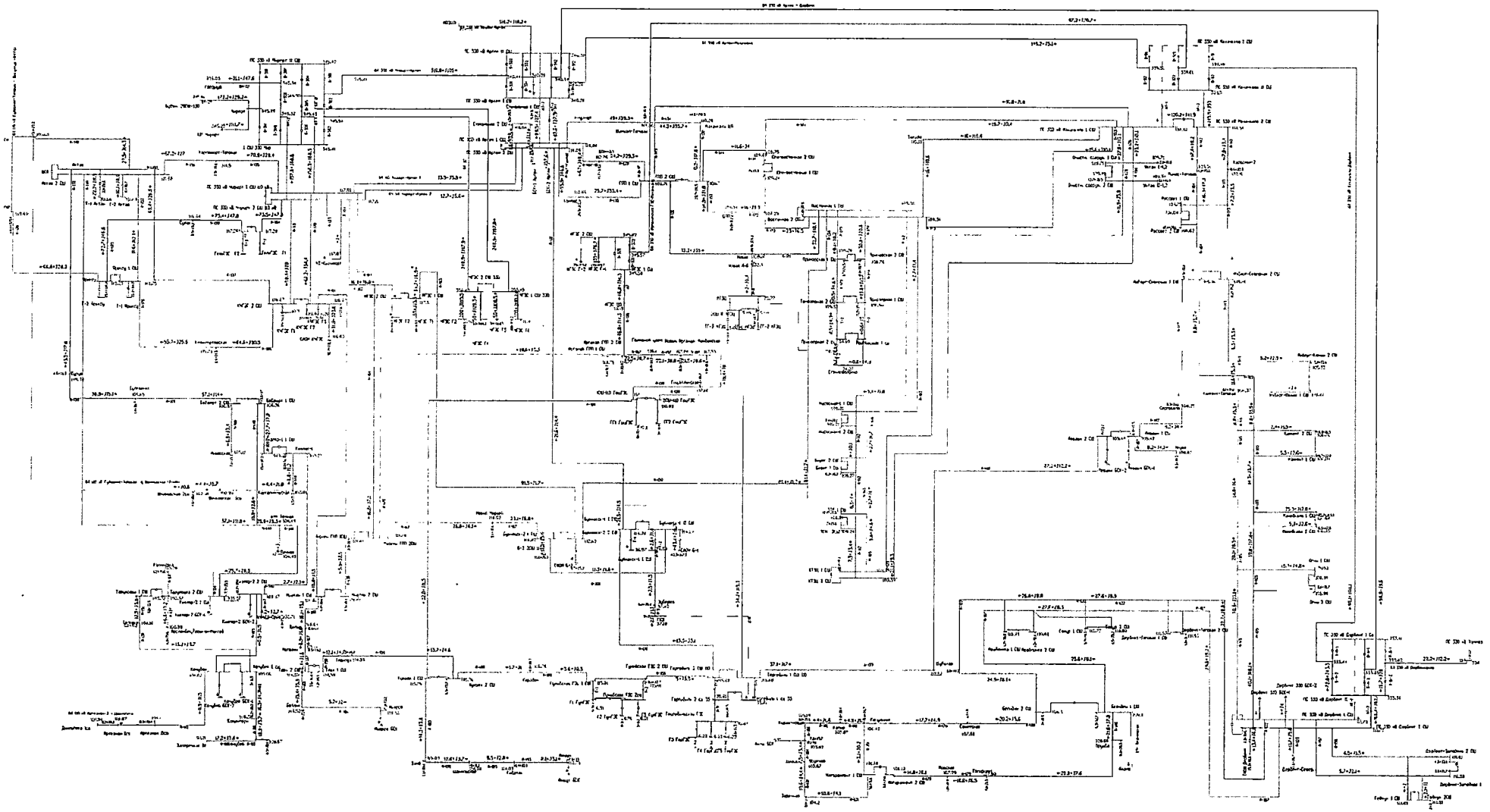


Рисунок 12.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

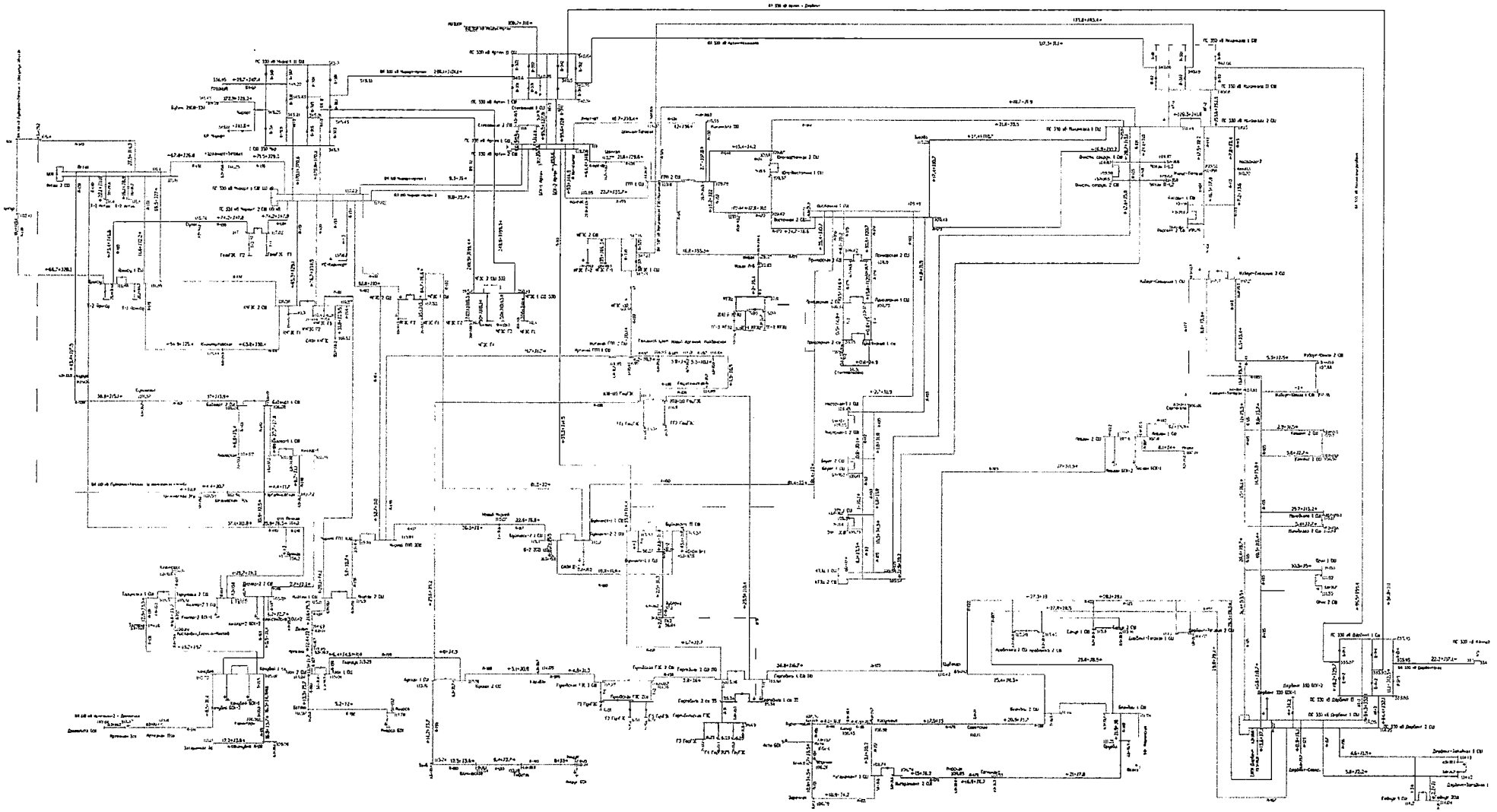


Рисунок 12.12 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

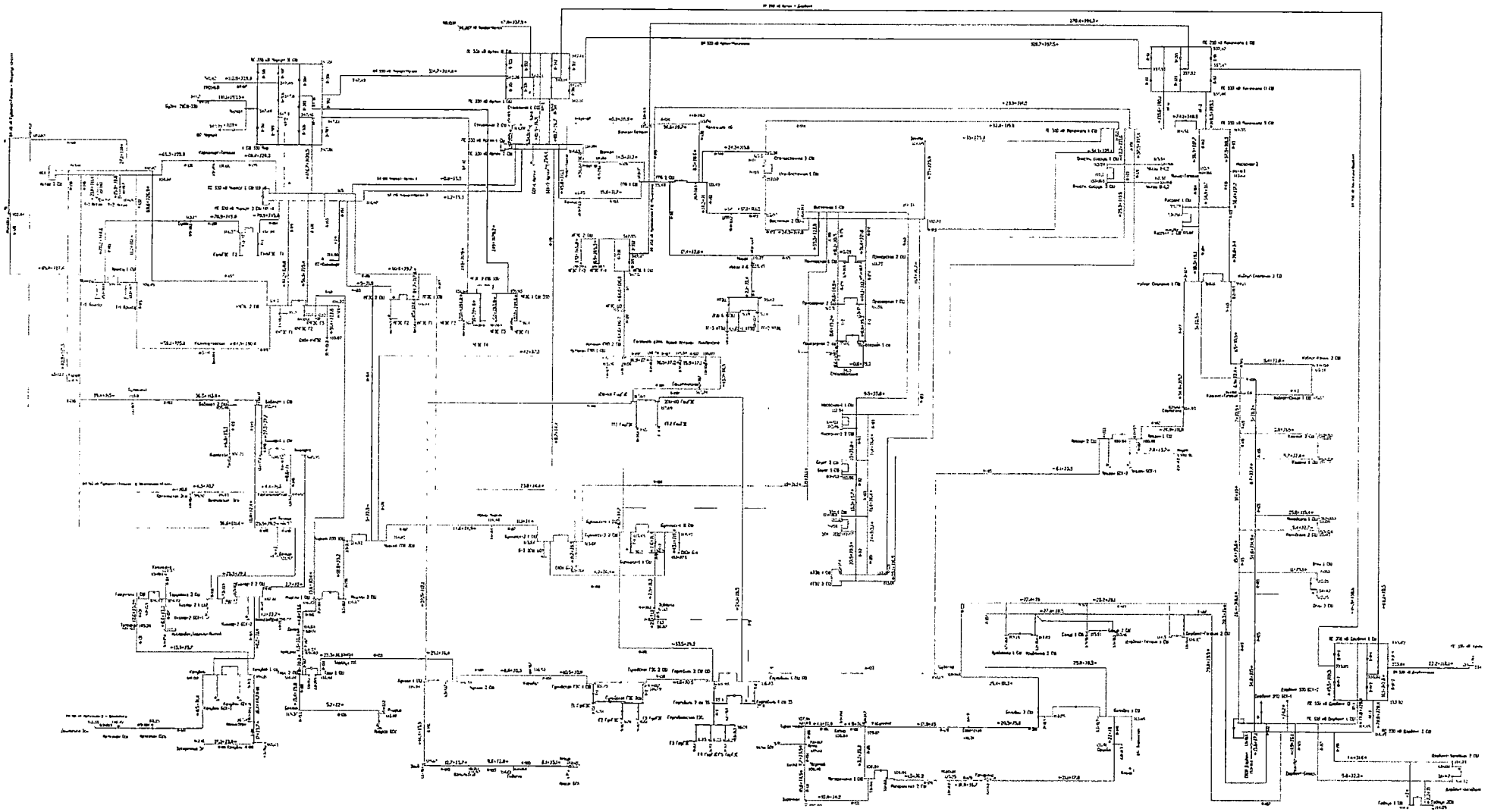


Рисунок 12.13 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Схема ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт. Нормальный режим.

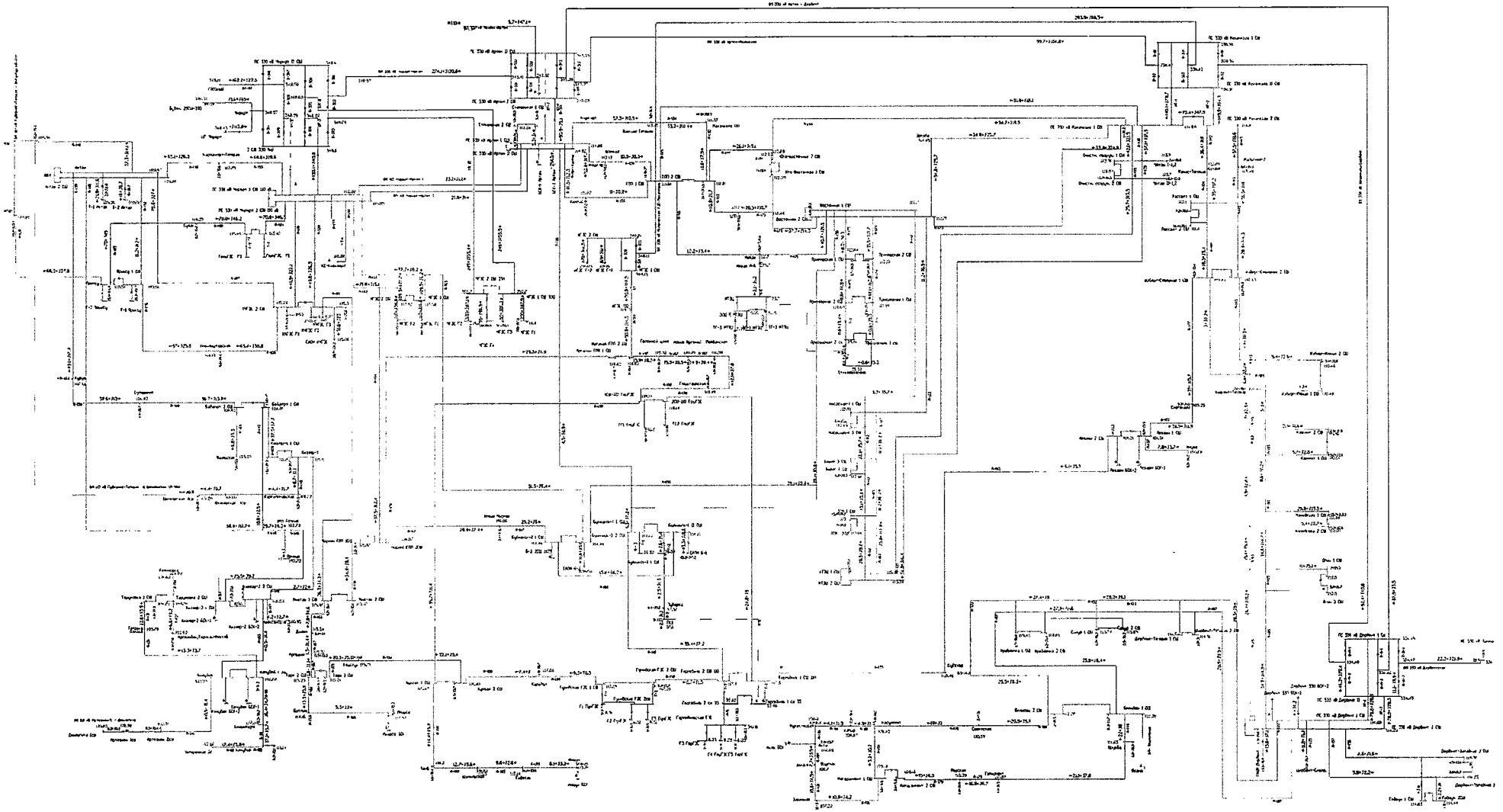


Рисунок 12.14 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

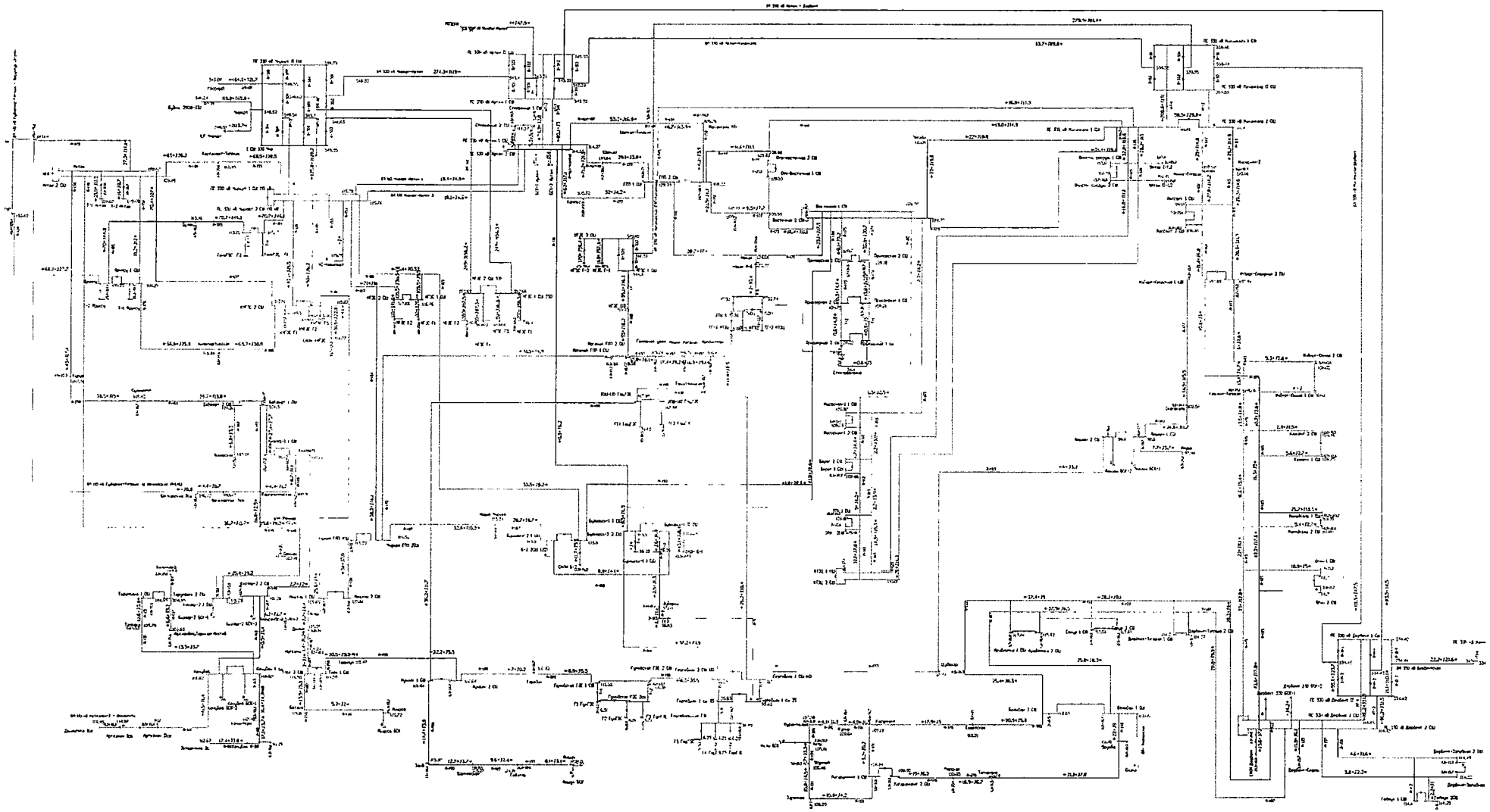


Рисунок 12.15 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

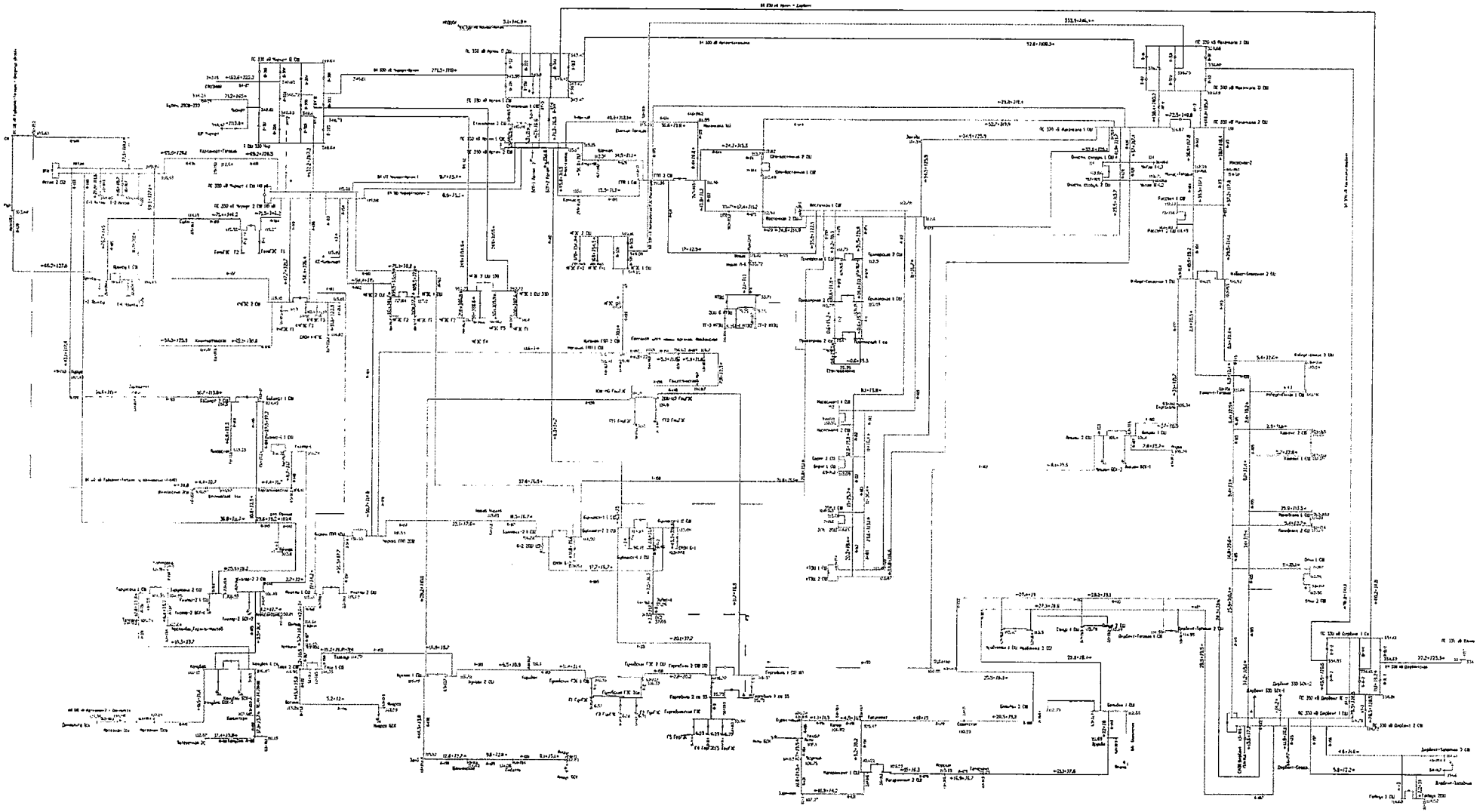


Рисунок 12.16 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

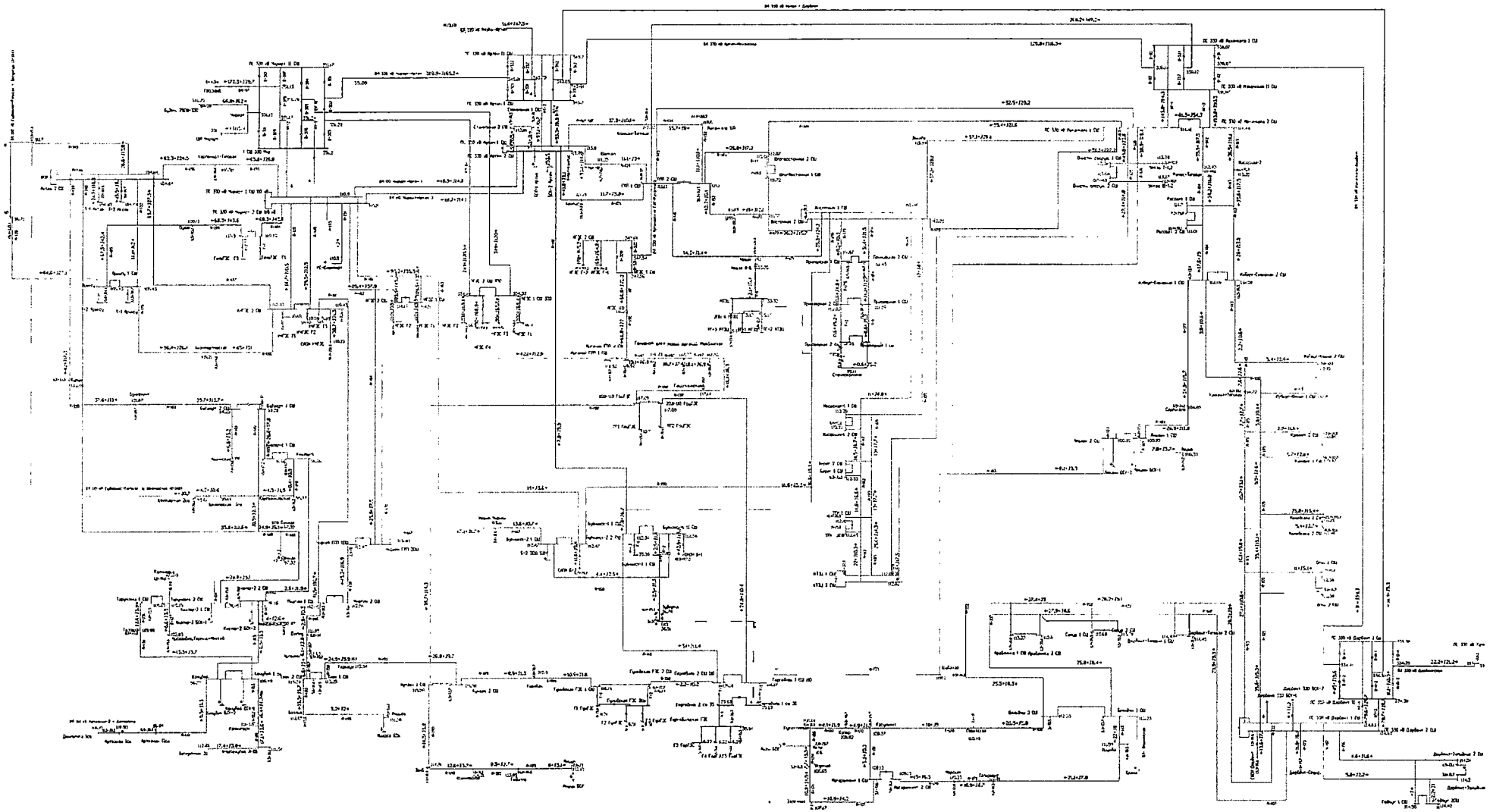


Рисунок 12.17Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

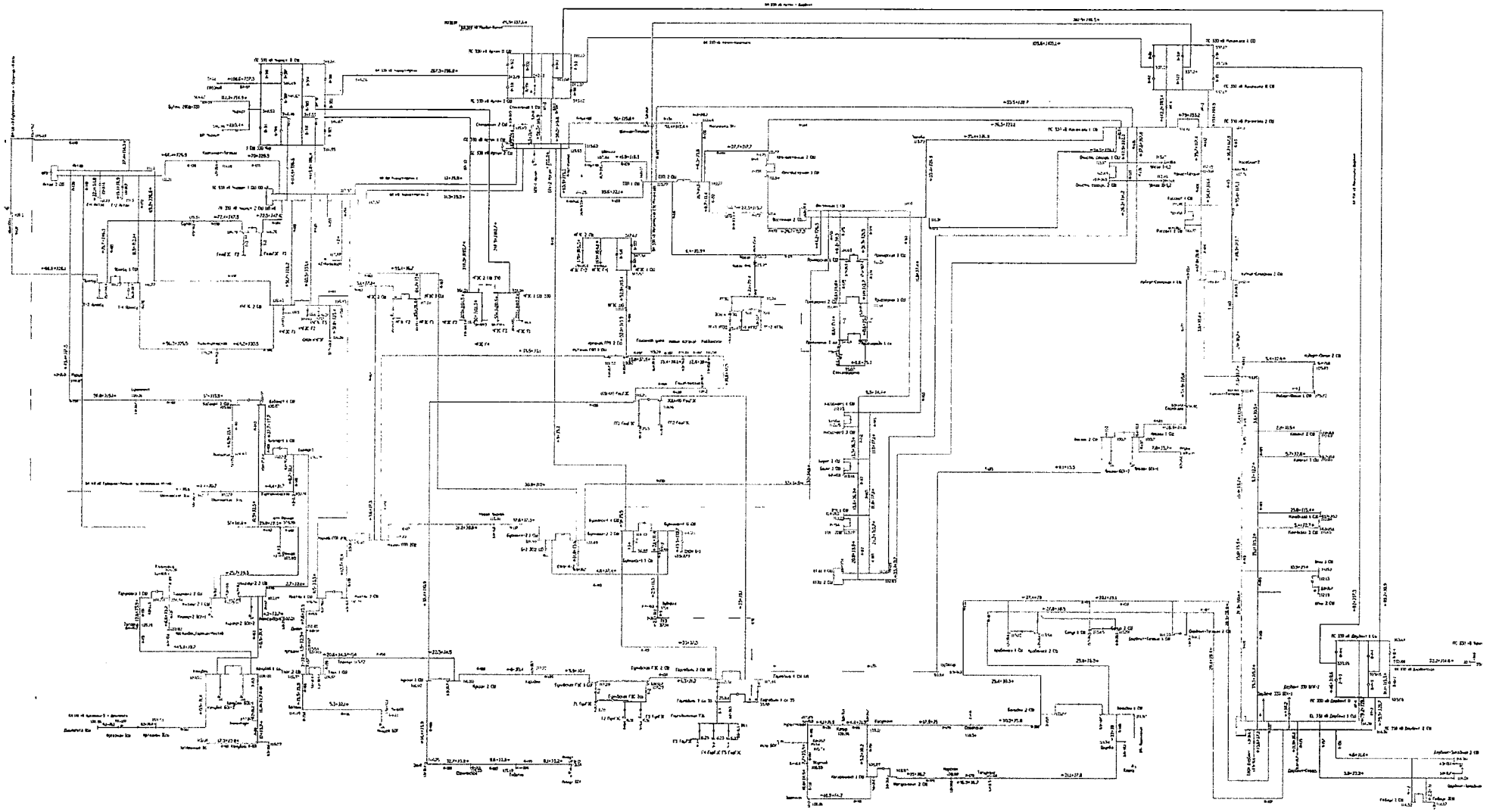


Рисунок 12.18 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал. Нормальный режим.

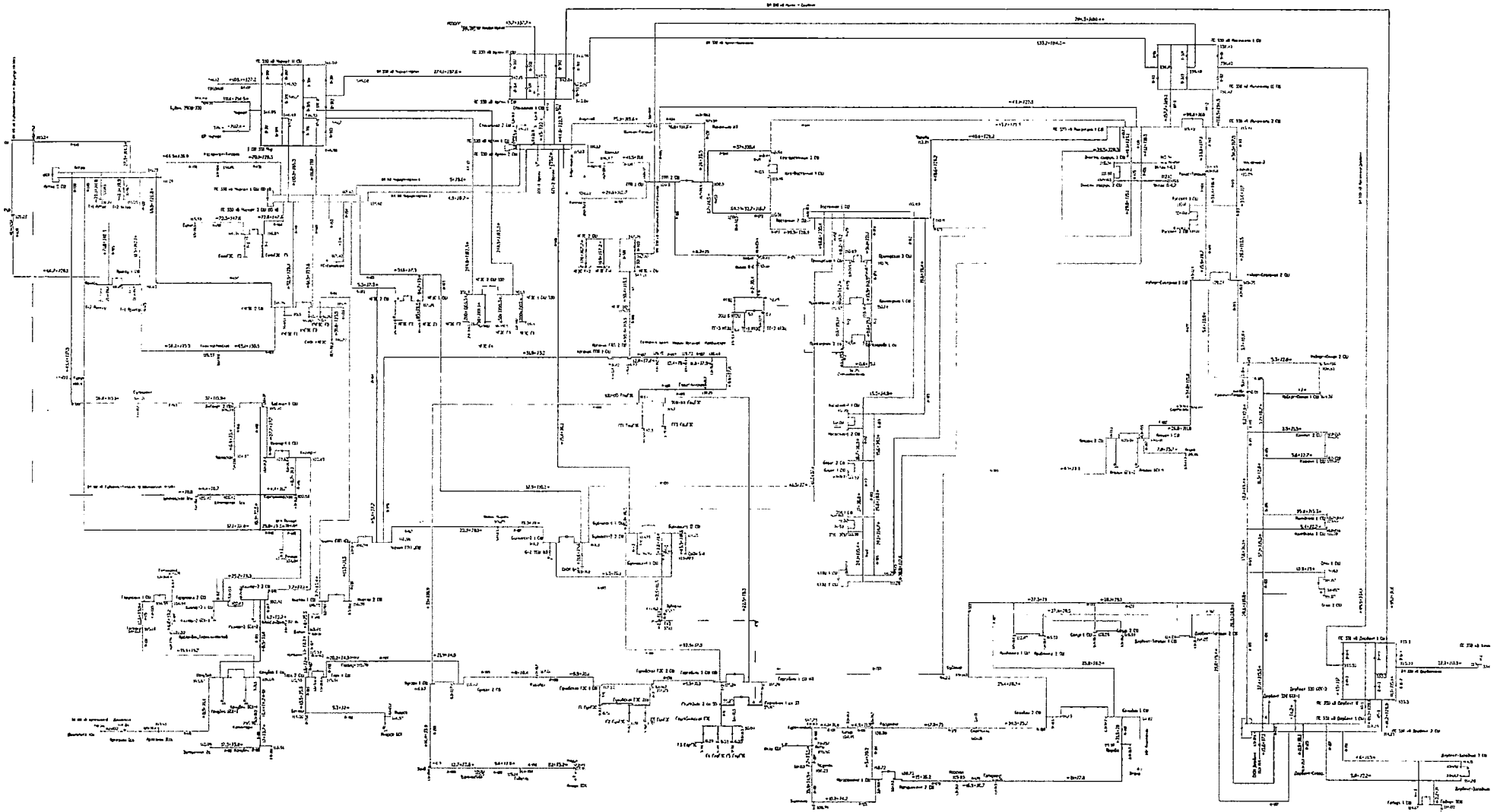


Рисунок 12.19 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Компас в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

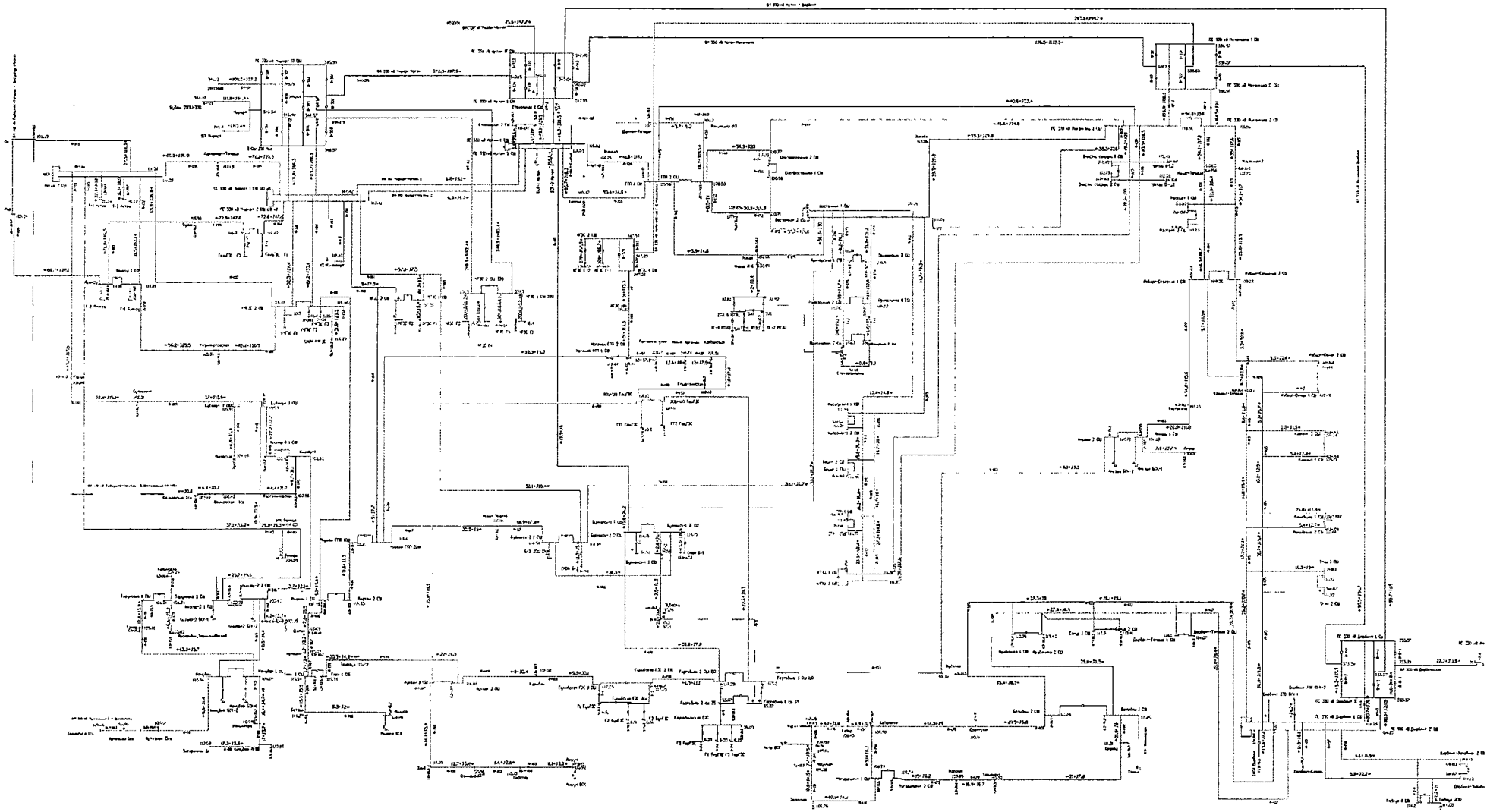


Рисунок 12.20 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

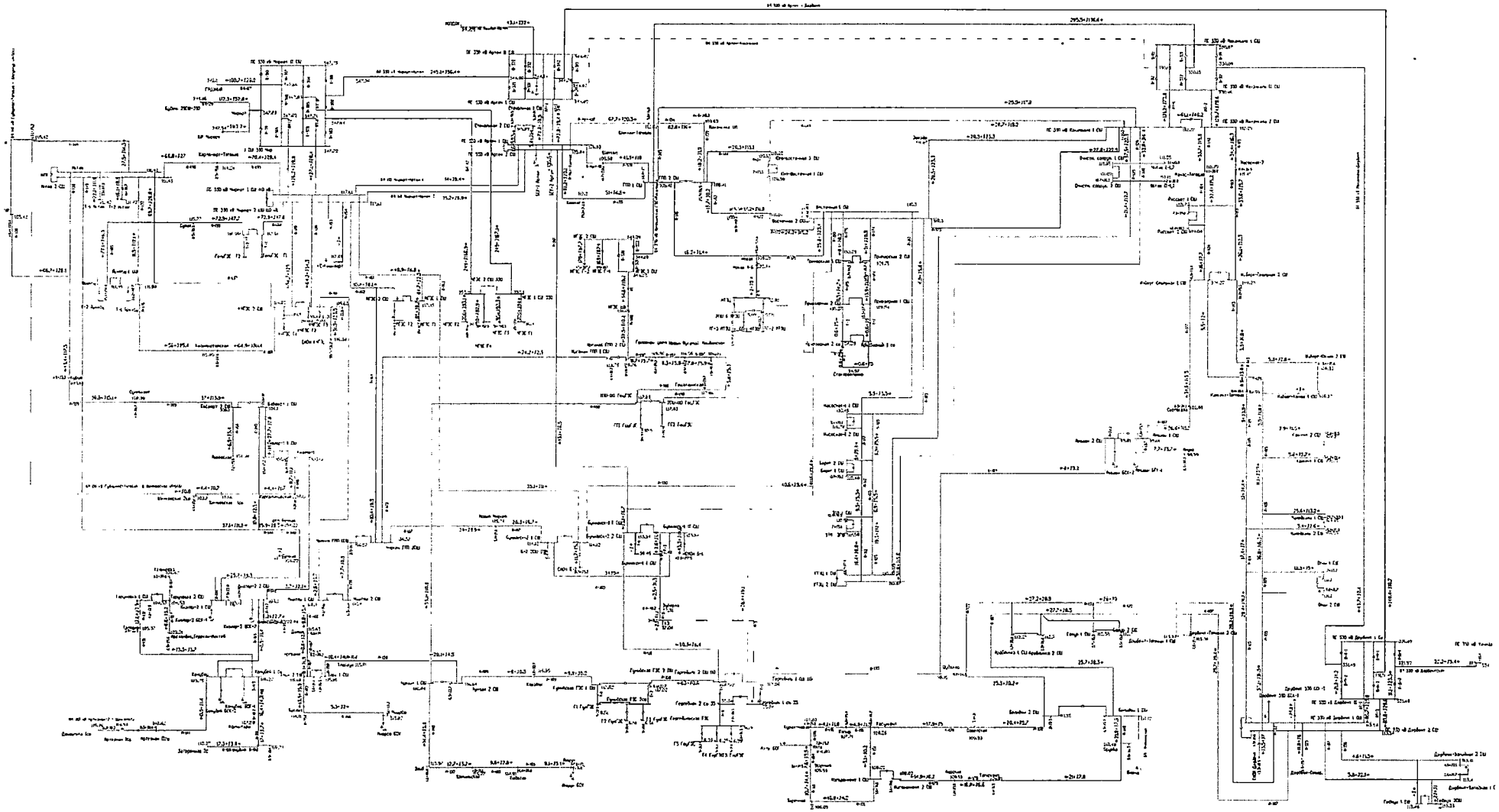


Рисунок 12.21 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

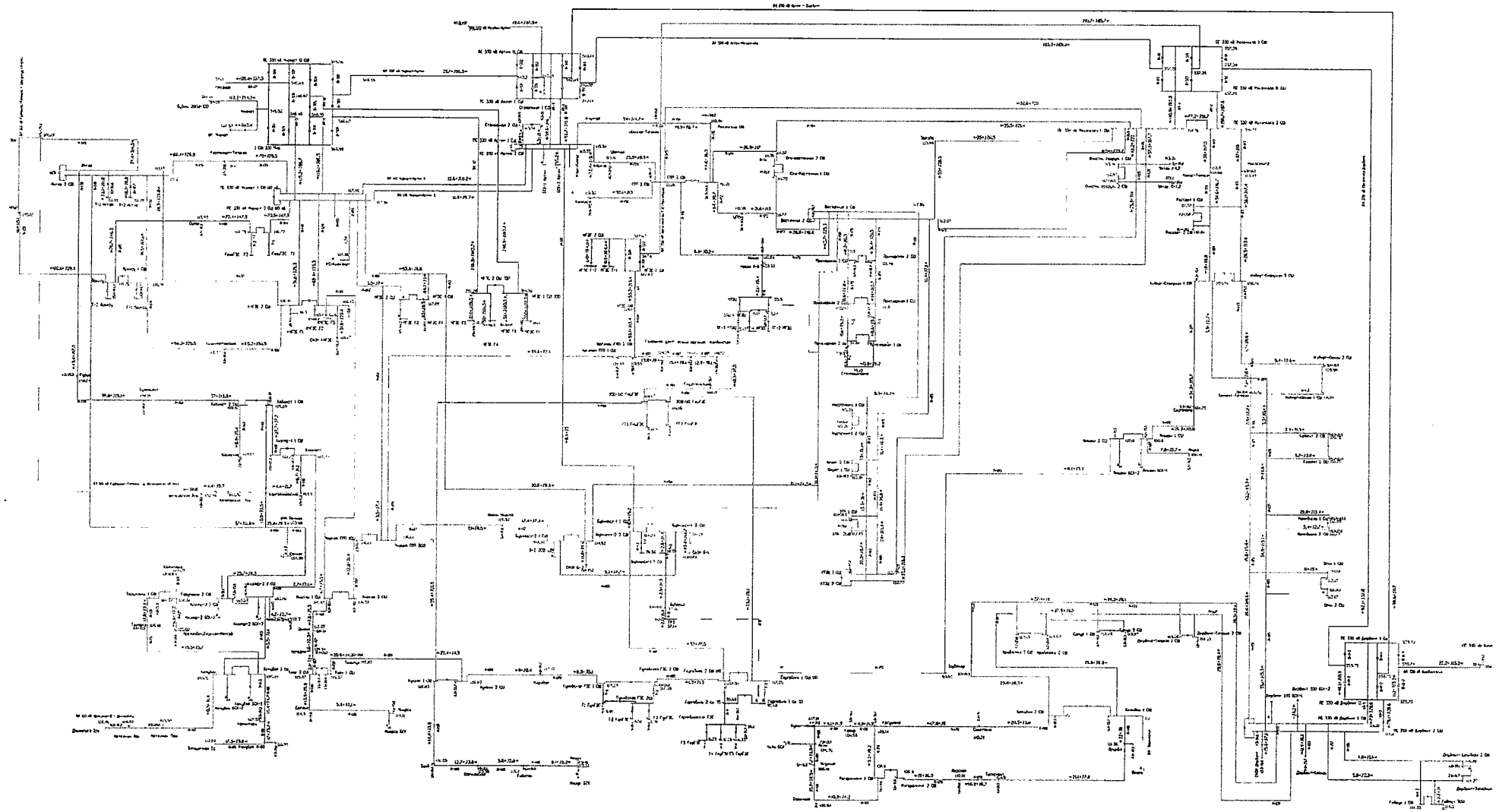


Рисунок 12.22 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас. Нормальный режим.

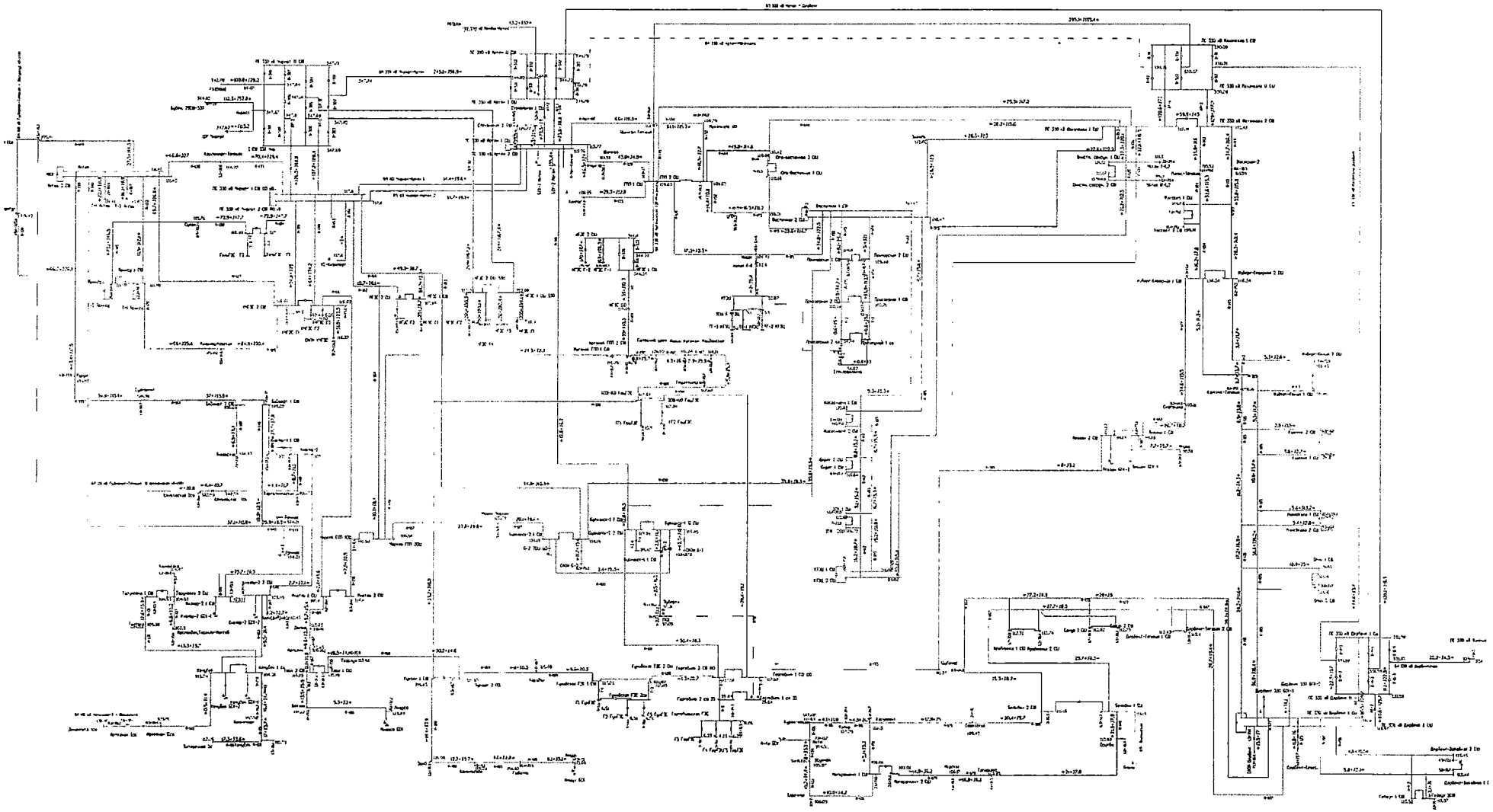


Рисунок 12.23 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас.

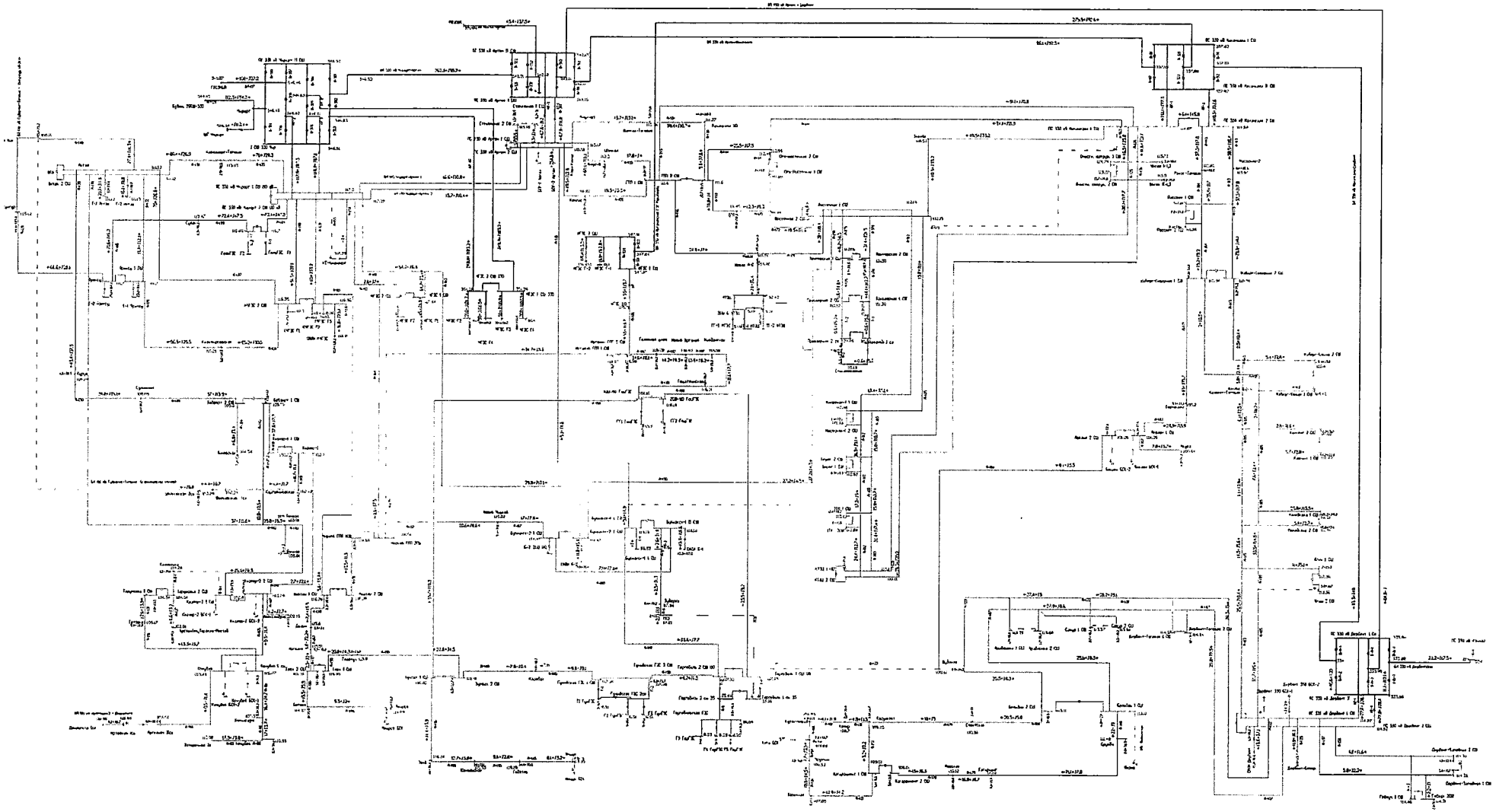


Рисунок 12.24 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173). Нормальный режим.

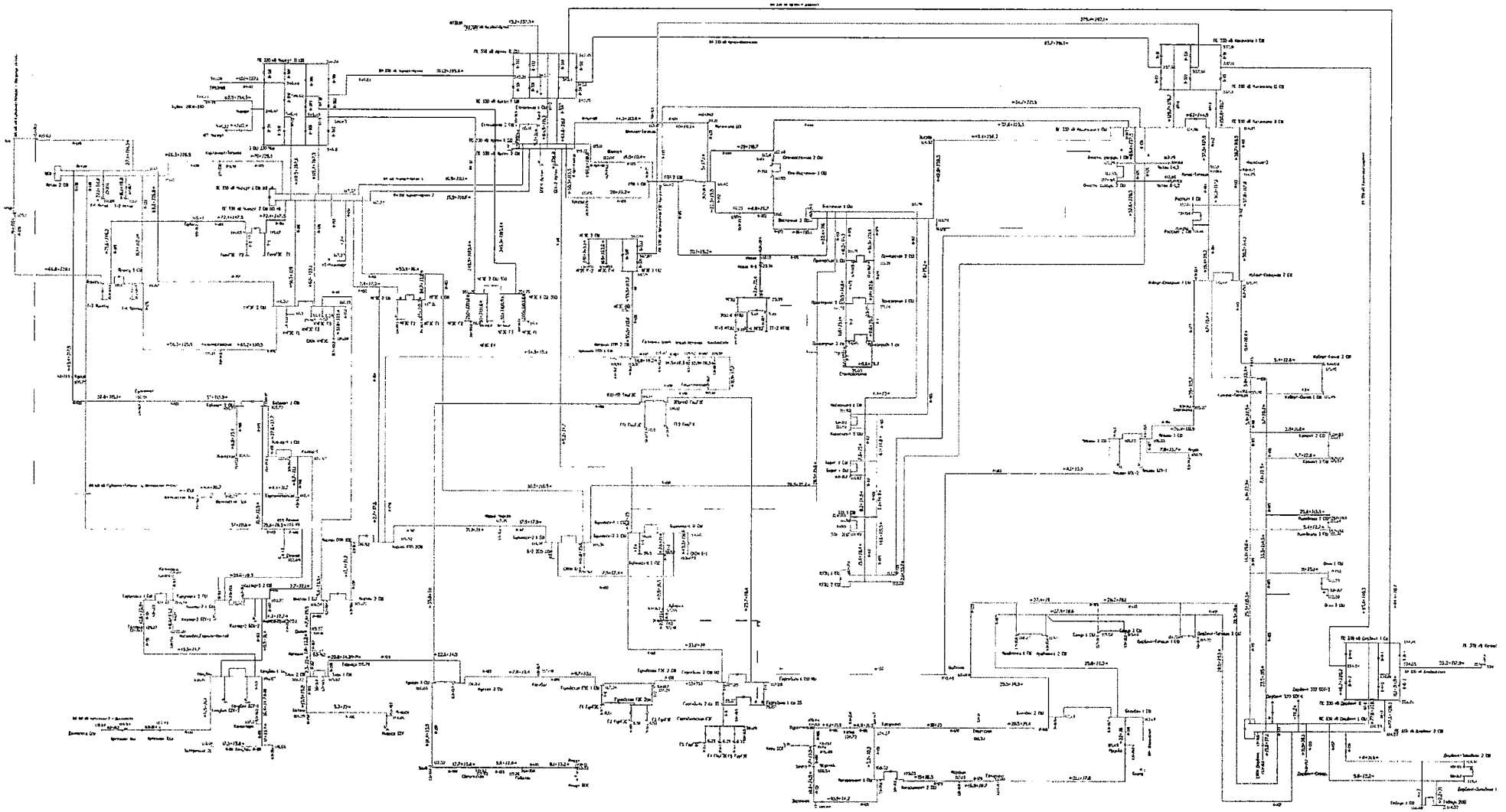


Рисунок 12.25 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

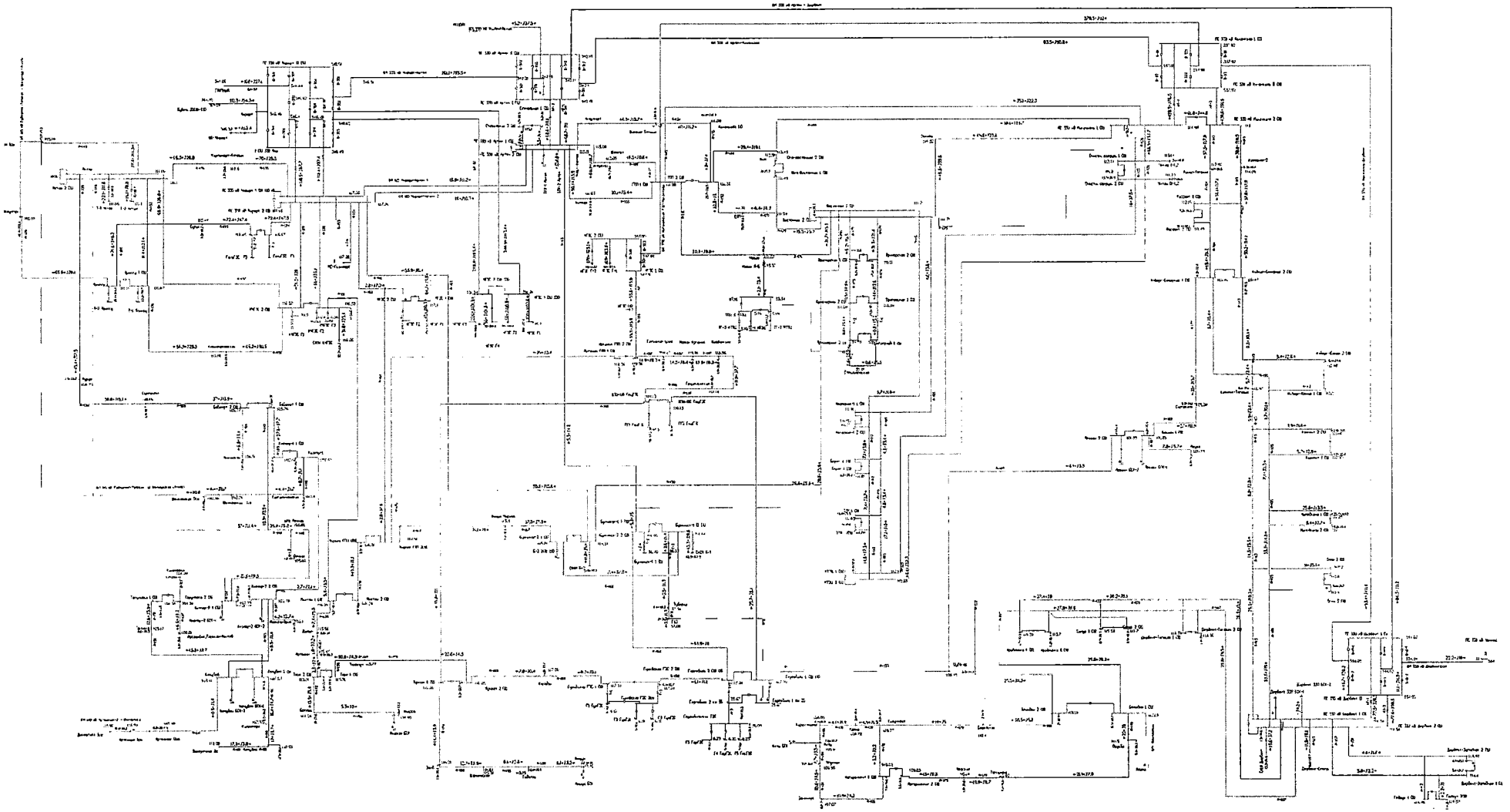


Рисунок 12.26 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

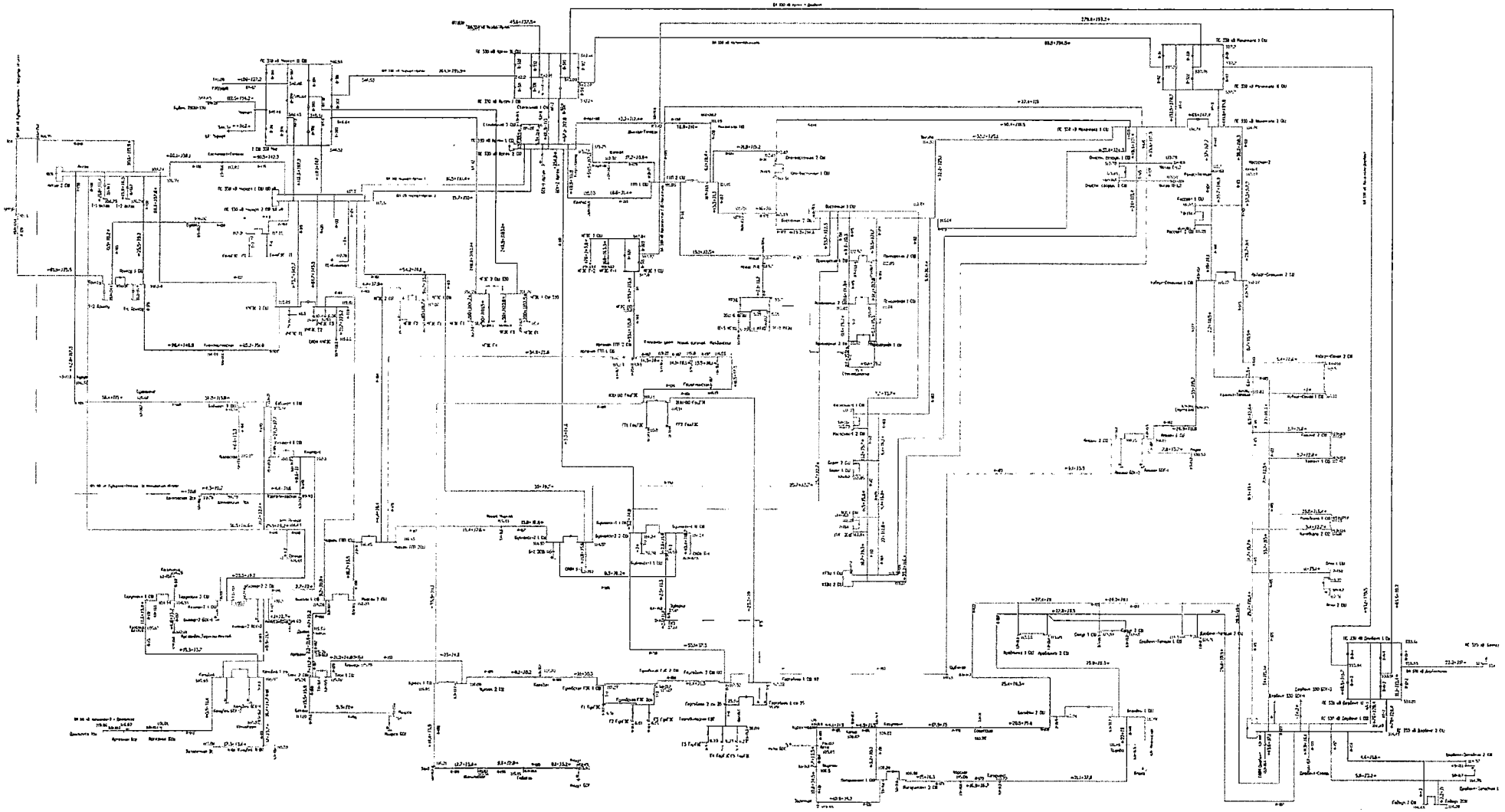


Рисунок 12.27 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199). Нормальный режим.

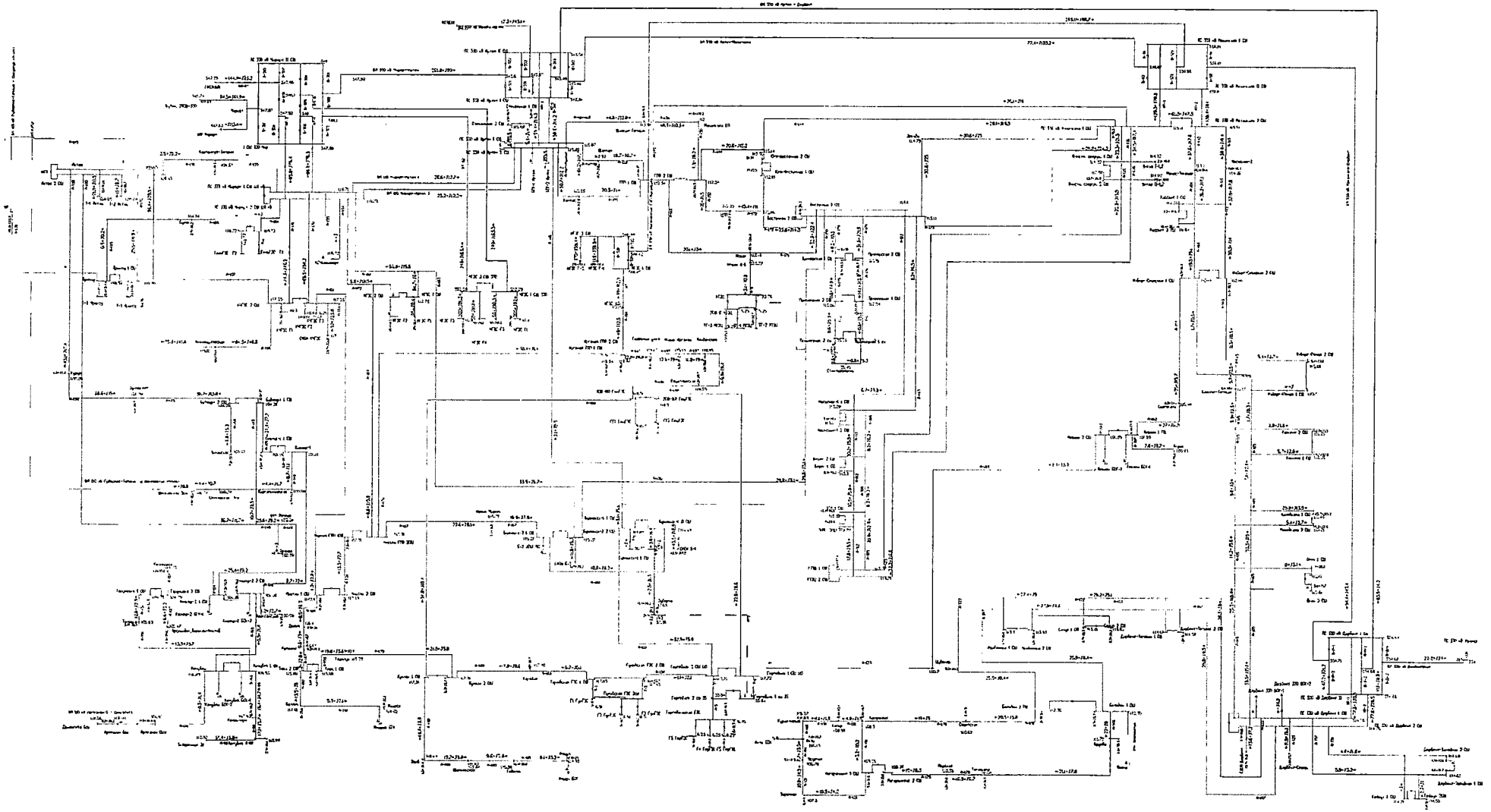


Рисунок 12.28 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

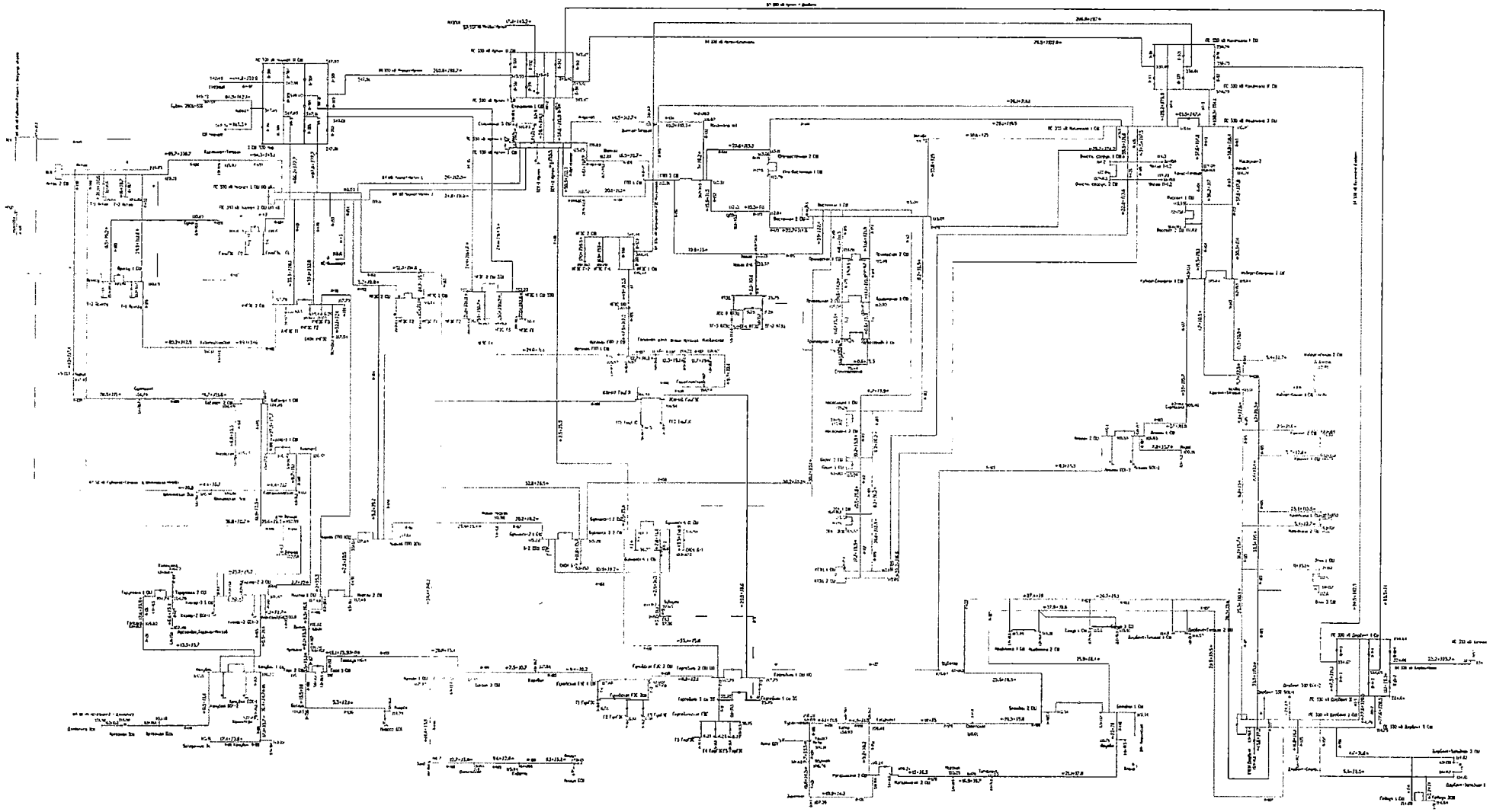


Рисунок 12.29 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

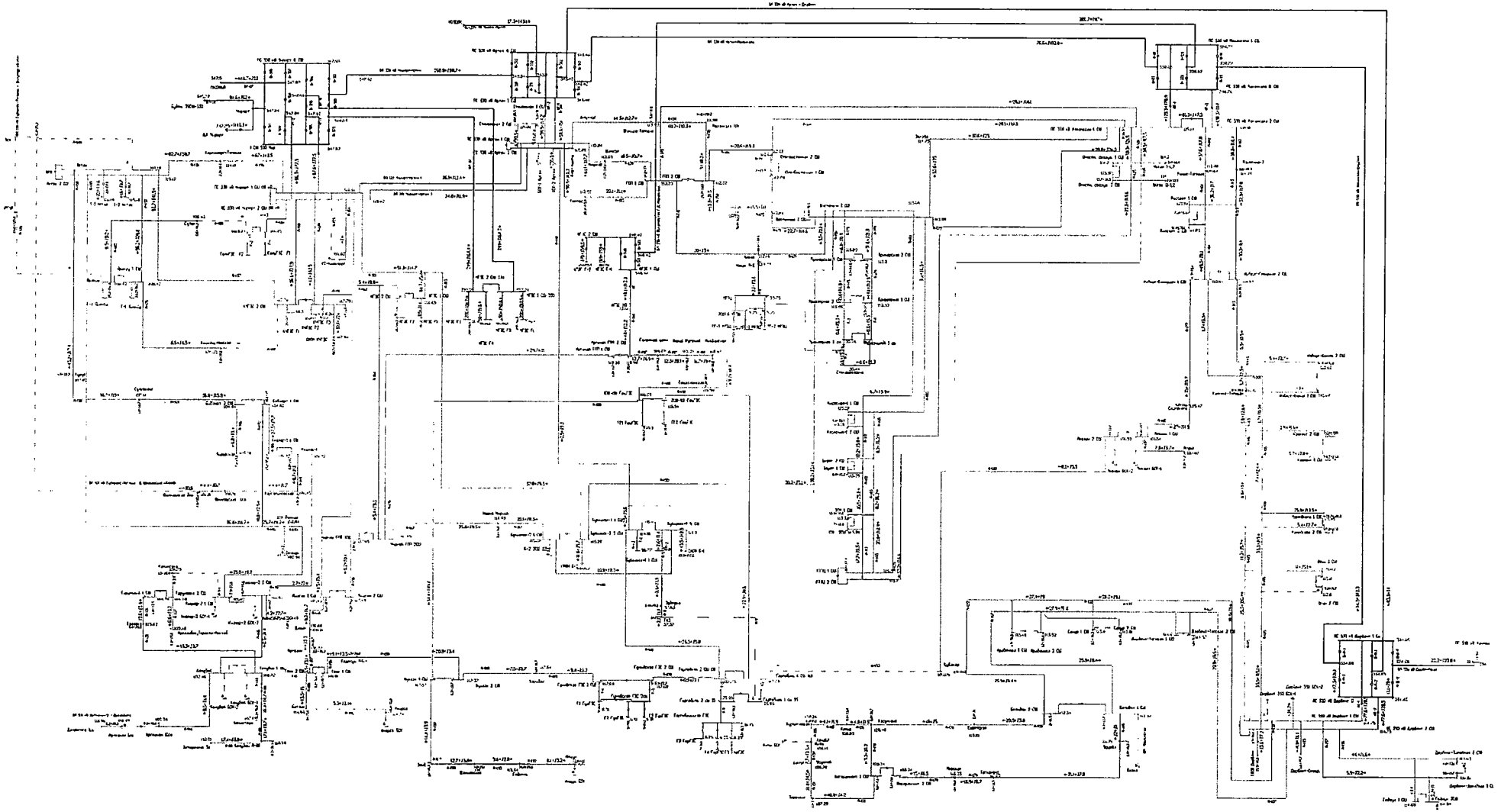


Рисунок 12.30 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

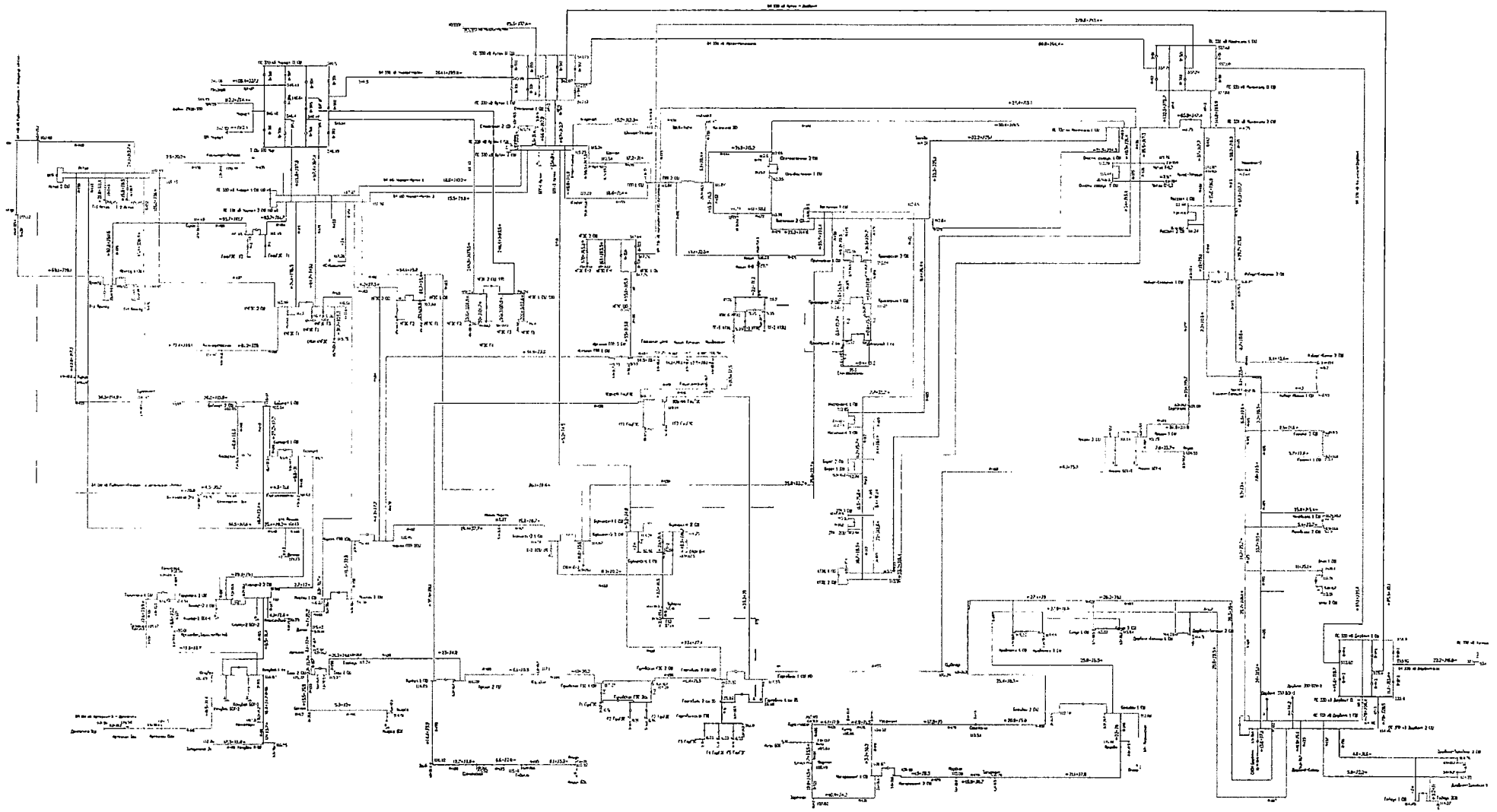


Рисунок 12.31 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135). Нормальный режим.

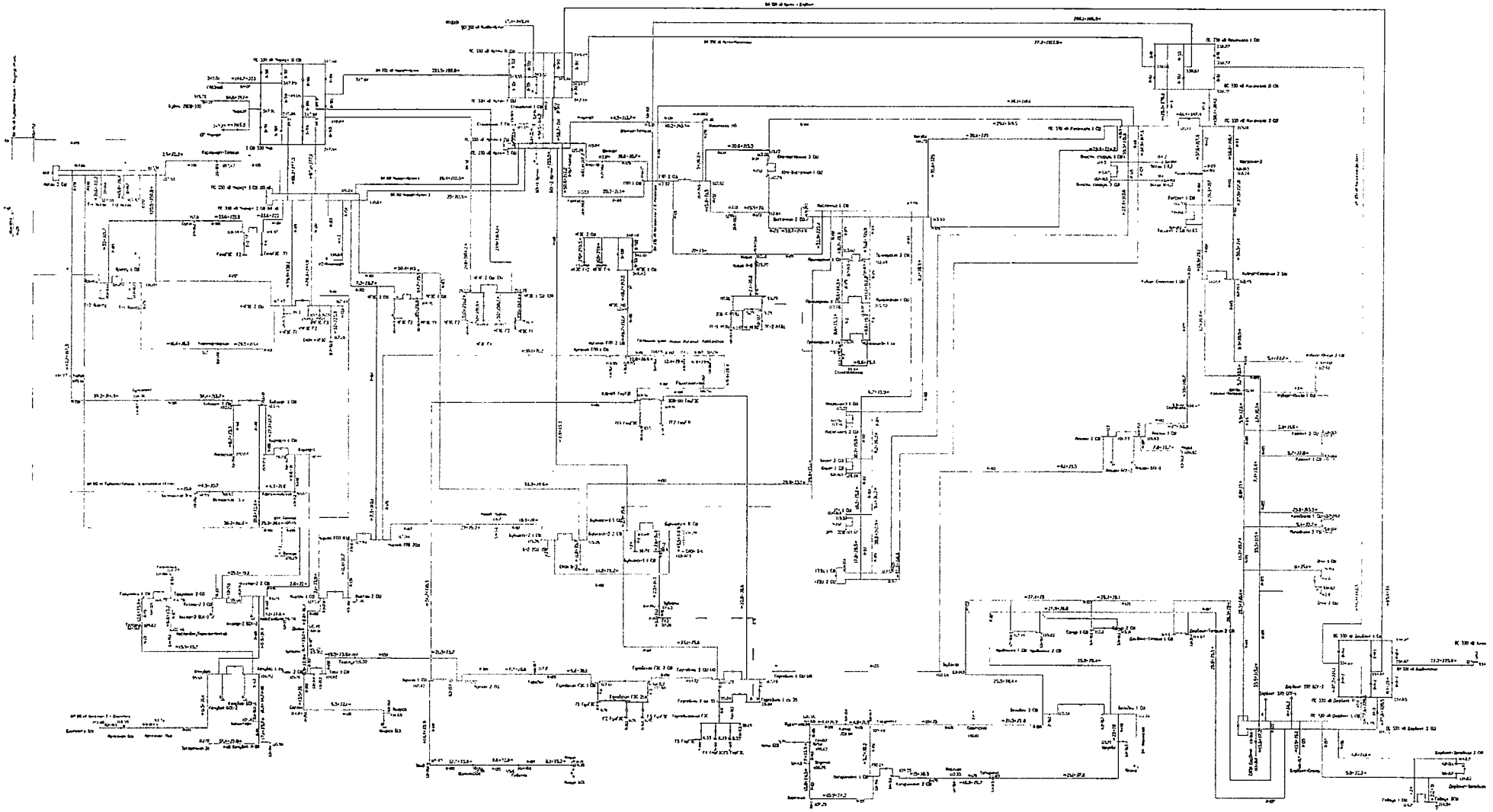


Рисунок 12.32 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

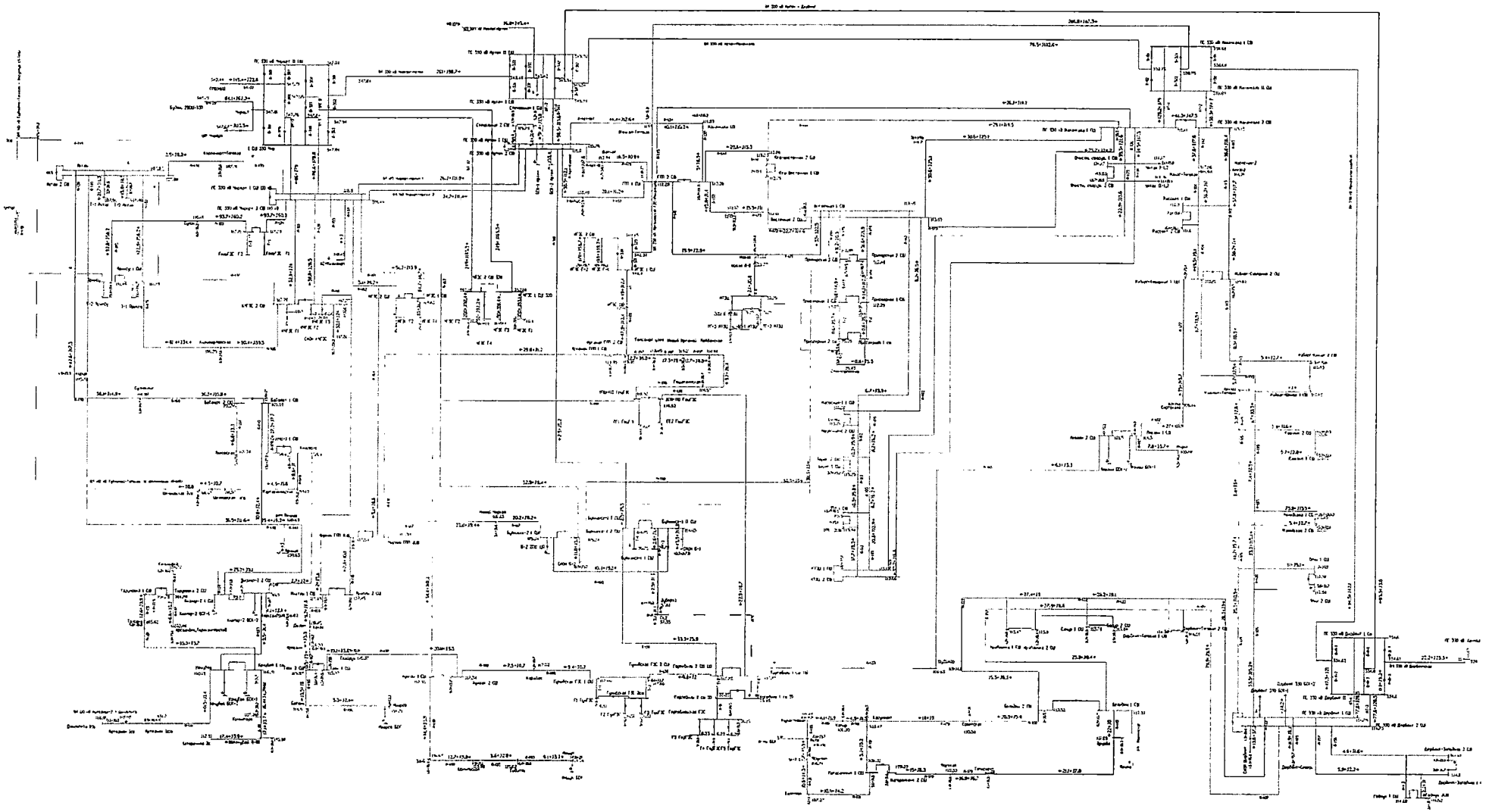


Рисунок 12.33 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

Приложение 13

Оптимистичный вариант.

Летний минимум 2020 года. Температура окружающей среды 30°С. Потребление 574 МВт.

Нормальная схема

Таблица 13.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	310 373	249 299	249 299	367 441	367 441	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба		133	126	83	81	106,6	13.1.

Таблица 13.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Уйташ-1	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	479 576	479 576	479 576	595 784	915 1005	88,6 84,7	
Аварийное откл. 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала	337	324	265	372	667	103,8	13.2.

Таблица 13.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-139	ВЛ 110 кВ Куруш-Сулевкент	ВЛ-110-169	ВЛ-110-109	ВЛ-110-146	ВЛ-110-140	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Александрия	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	479 576	573 689	423 509	310 373	367 441	423 509	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139)		11	15	88	25	257	104,8	13.3.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	255	245	241	94	20		105,8	13.4.

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 13.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	914 1205	914 1205	479 576	479 576	479 576	595 784	915 1005	367 441	367 441	88,6 84,7	
Нормальный режим	728	261	216	189	163	302	593	126	115	102,8	13.5.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала		333	368	360	292	442	725	206	183	96,3	13.6.
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент	760	468	221	195	168	308	597	98	90	102,1	13.7.
Аварийное откл. АТ на ПС 330 кВ Ирганайской ГЭС	759	263	212	184	160	316	631	128	117	102,8	13.8.

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 13.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	ВЛ-110-188	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	595 784	667 720	667 802	915 1005	479 576	479 576	88,6 84,7	
Нормальный режим	327	176	176	885	60	59	106,8	13.9.
Аварийное откл. АТ на ПС 330 кВ Ирганайской ГЭС	347	0	0	953*	73	71	106,2	13.10.

*-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал

Таблица 13.6

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	479 576	479 576	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	259	[illegible]	13.11.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Компас

Таблица 13.7

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	479 576	479 576	
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	354	281	13.12.

Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173)

Таблица 13.8

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-125	ВЛ-110-126	ВЛ-110-144	ВЛ-110-145	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	367 400	317 381	397 477	397 477	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126)	224		119	113	13.13.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125)		215	120	115	13.14.

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 13.9

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	423 509	423 509	479 576	479 576	88,6 84,7	
Нормальный режим	266	260	282	69	107,9	13.15.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)		421	392	32	105,2	13.16.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	405		407	46	105,4	13.17.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	389	425*		329	105,5	13.18.

*- перегруз ликвидируется переводом потребителей на соседние энергосистемы (Чеченэнерго или Калмэнерго).

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 13.10

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{дл\ доп}$, А / $U_{мин.\ доп.}$ $I_{ав\ доп}$, А / $U_{ав.\ доп.}$	423 509	479 576	479 576	479 576	573 689	88,6 84,7	
Нормальный режим	288	231	151	290	290	107,8	13.19
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	400	175	[illegible]	235	235	105,9	13.20
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	[illegible]	377	419	437	436	104,5	13.21

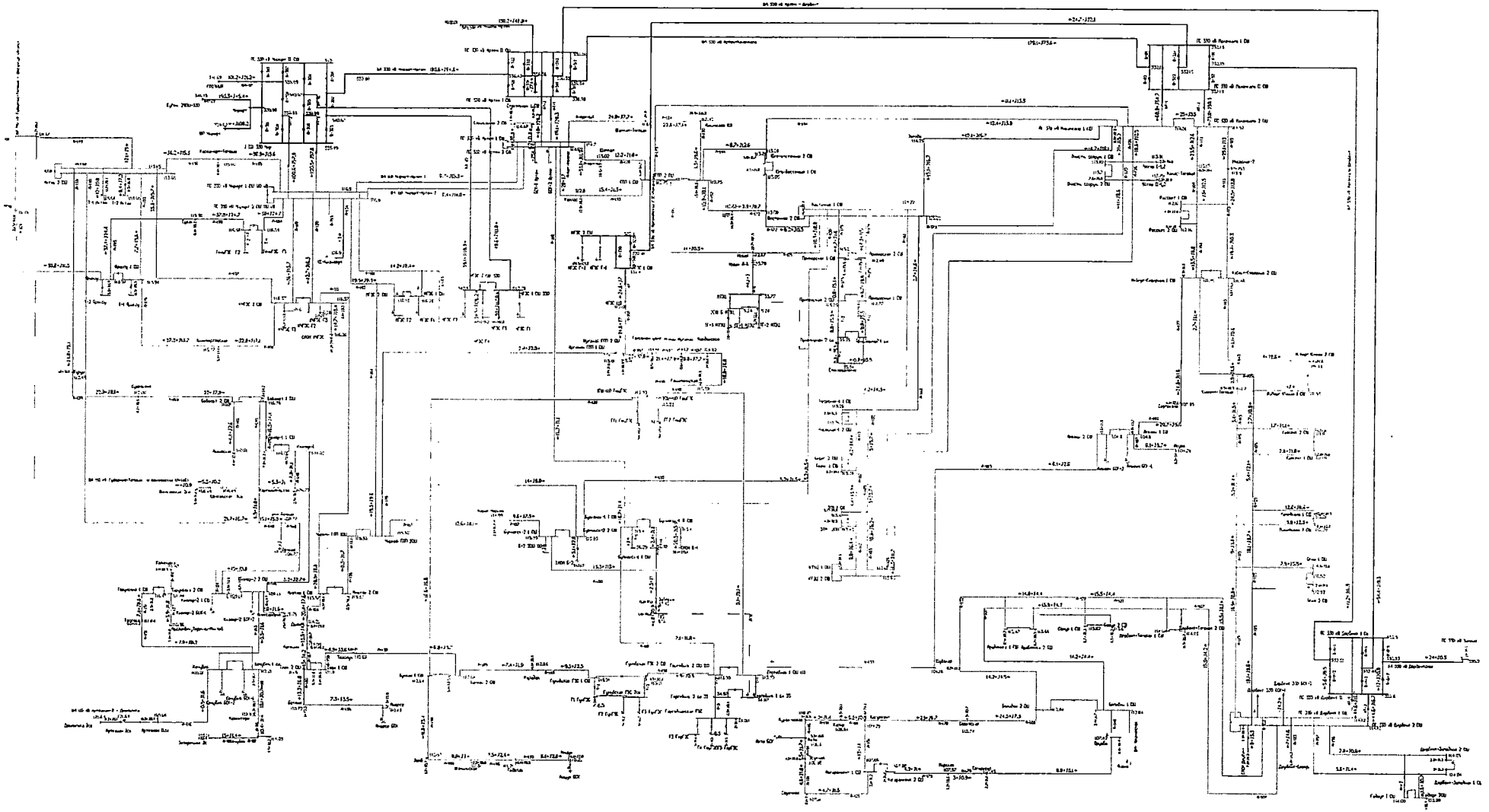


Рисунок 13.1Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

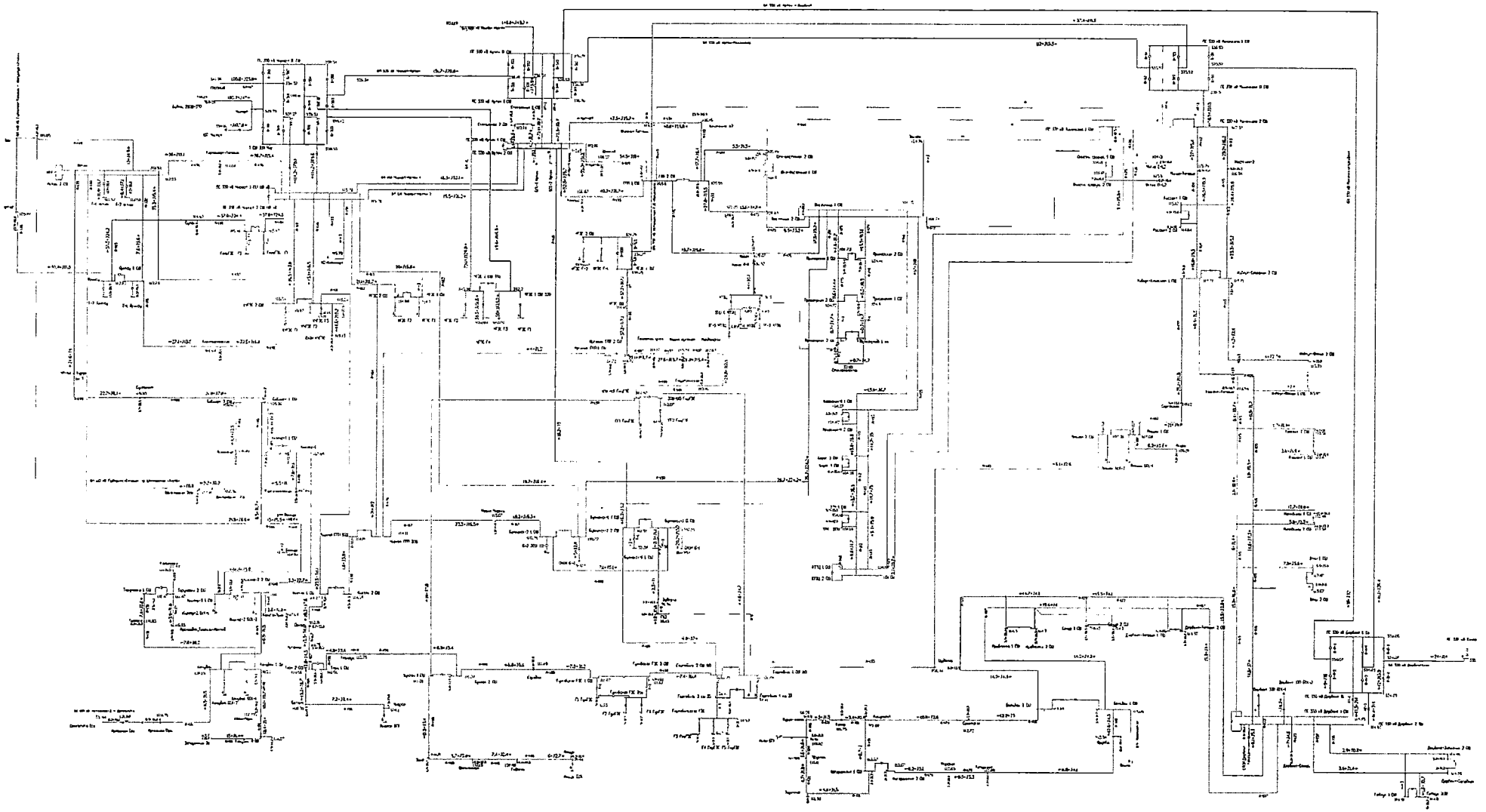


Рисунок 13.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме.

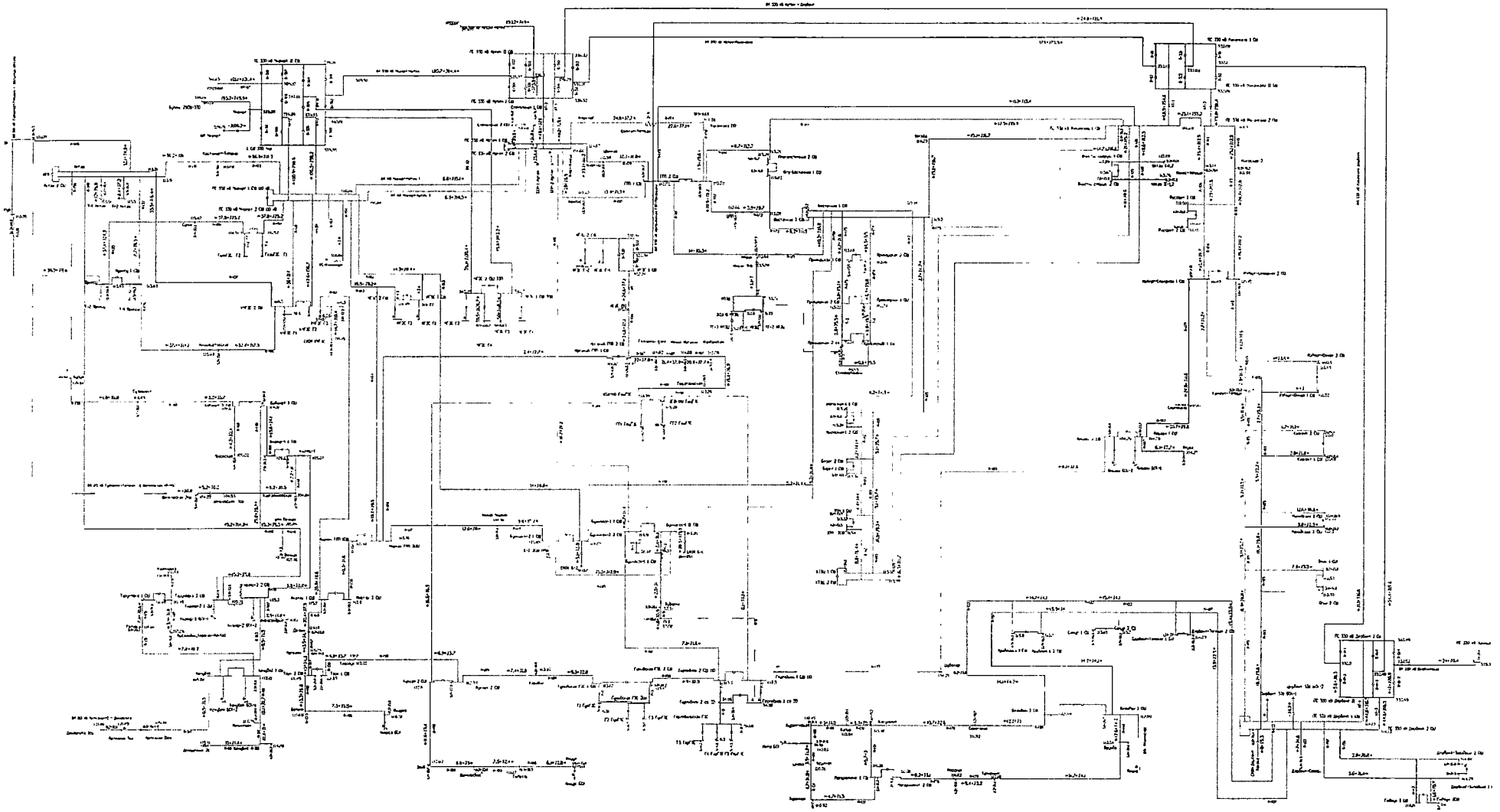


Рисунок 13.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139) в нормальной схеме.

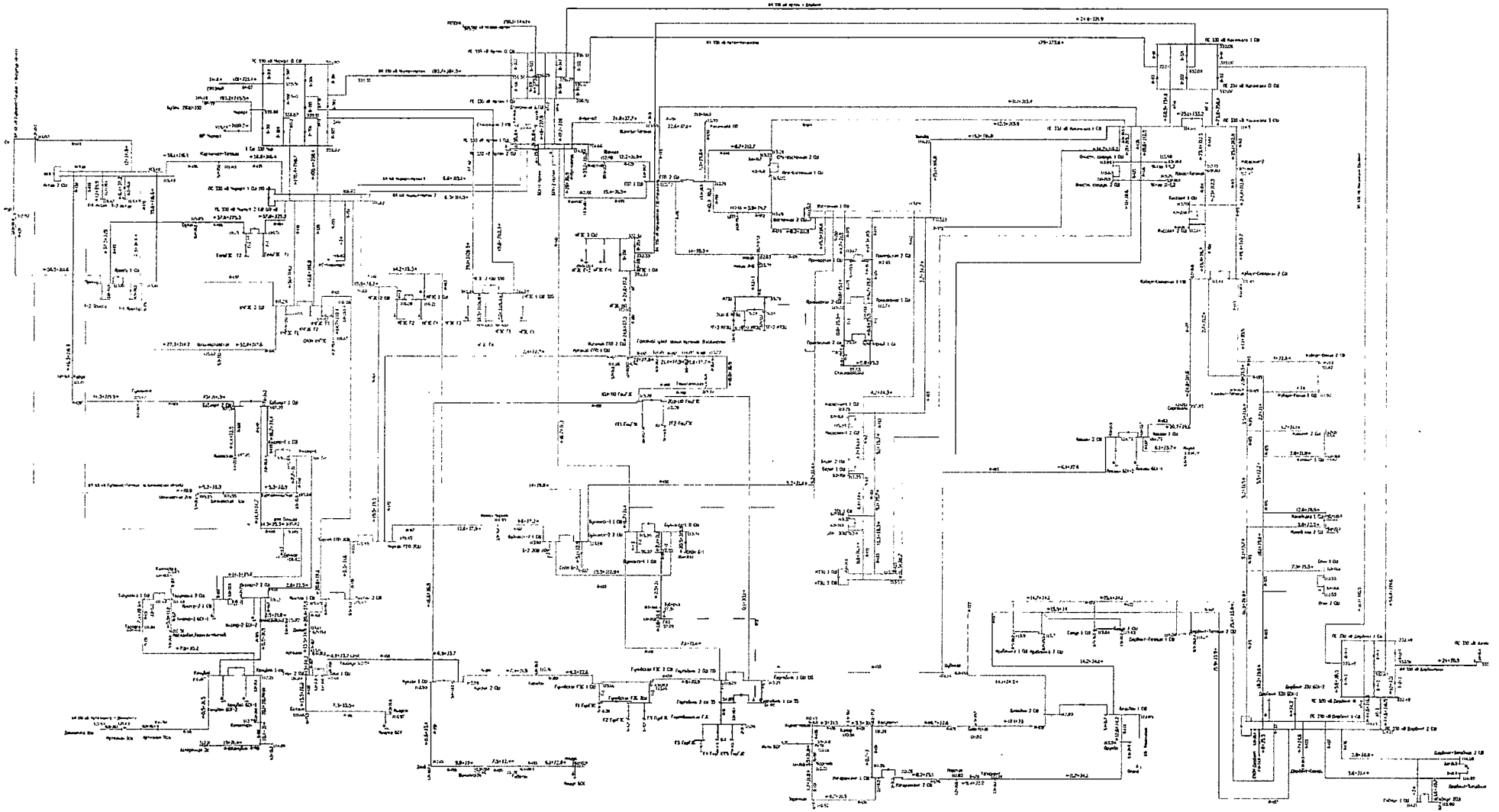


Рисунок 13.4Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) в нормальной схеме.

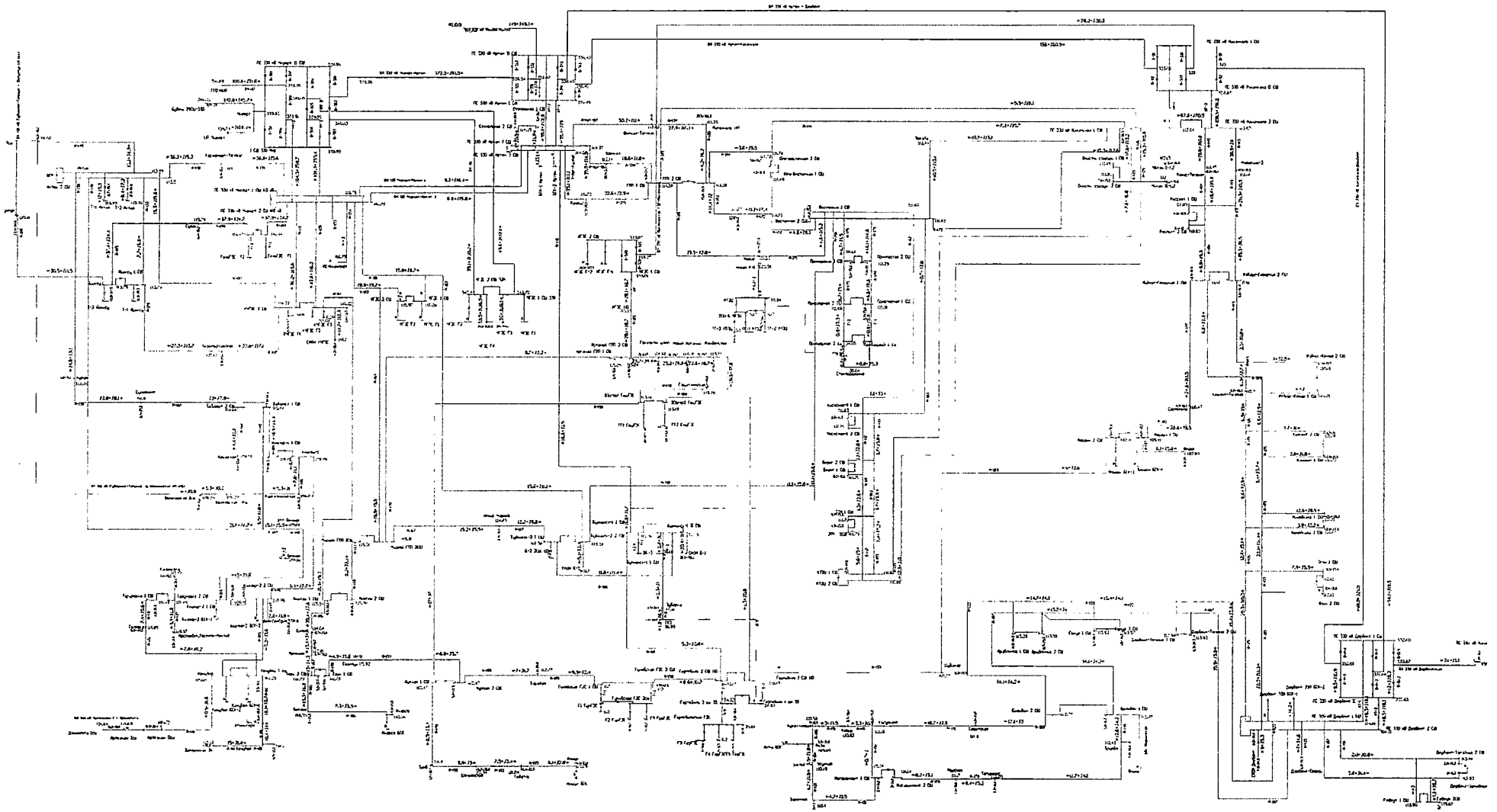


Рисунок 13.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

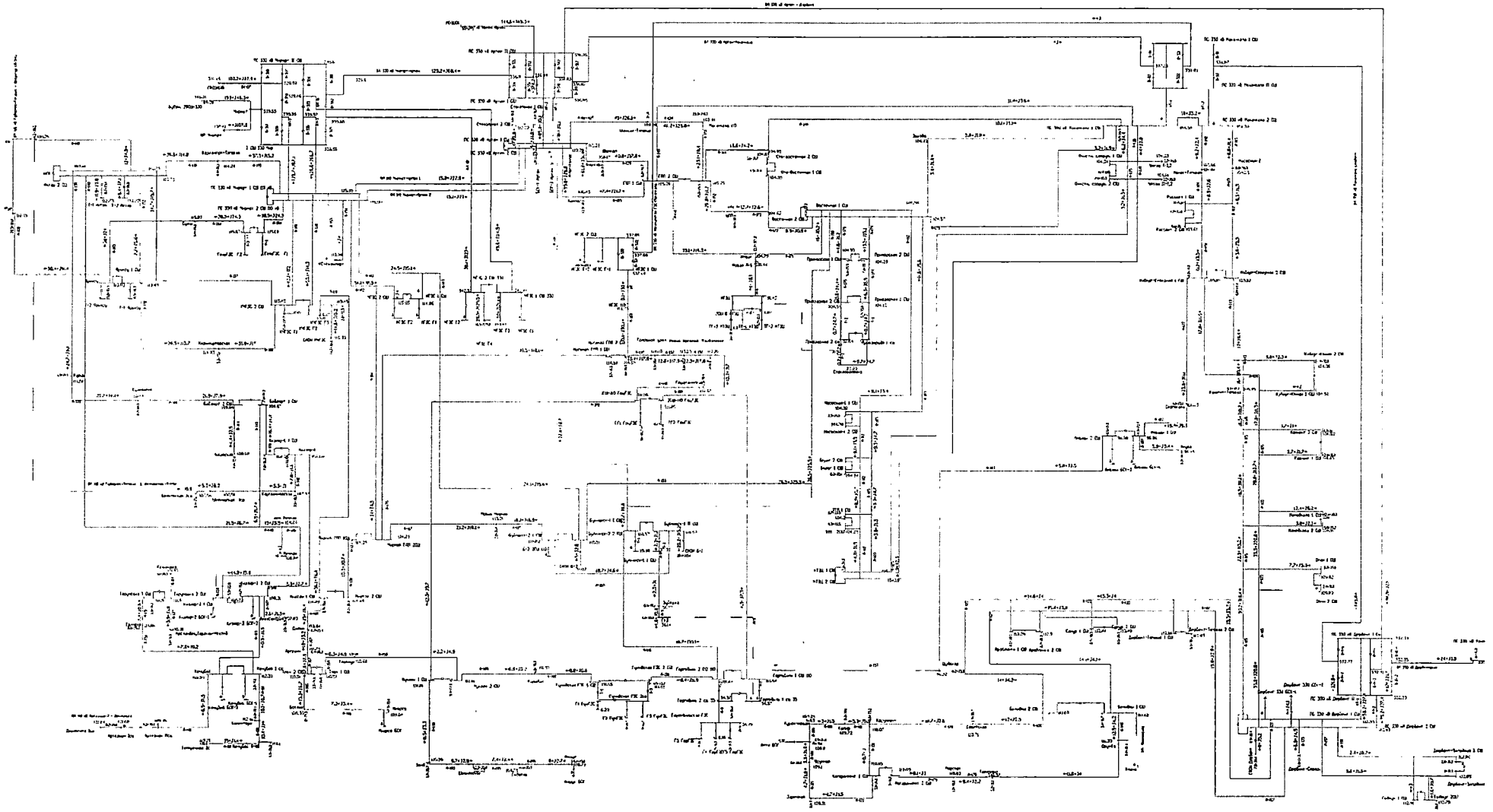


Рисунок 13.6Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

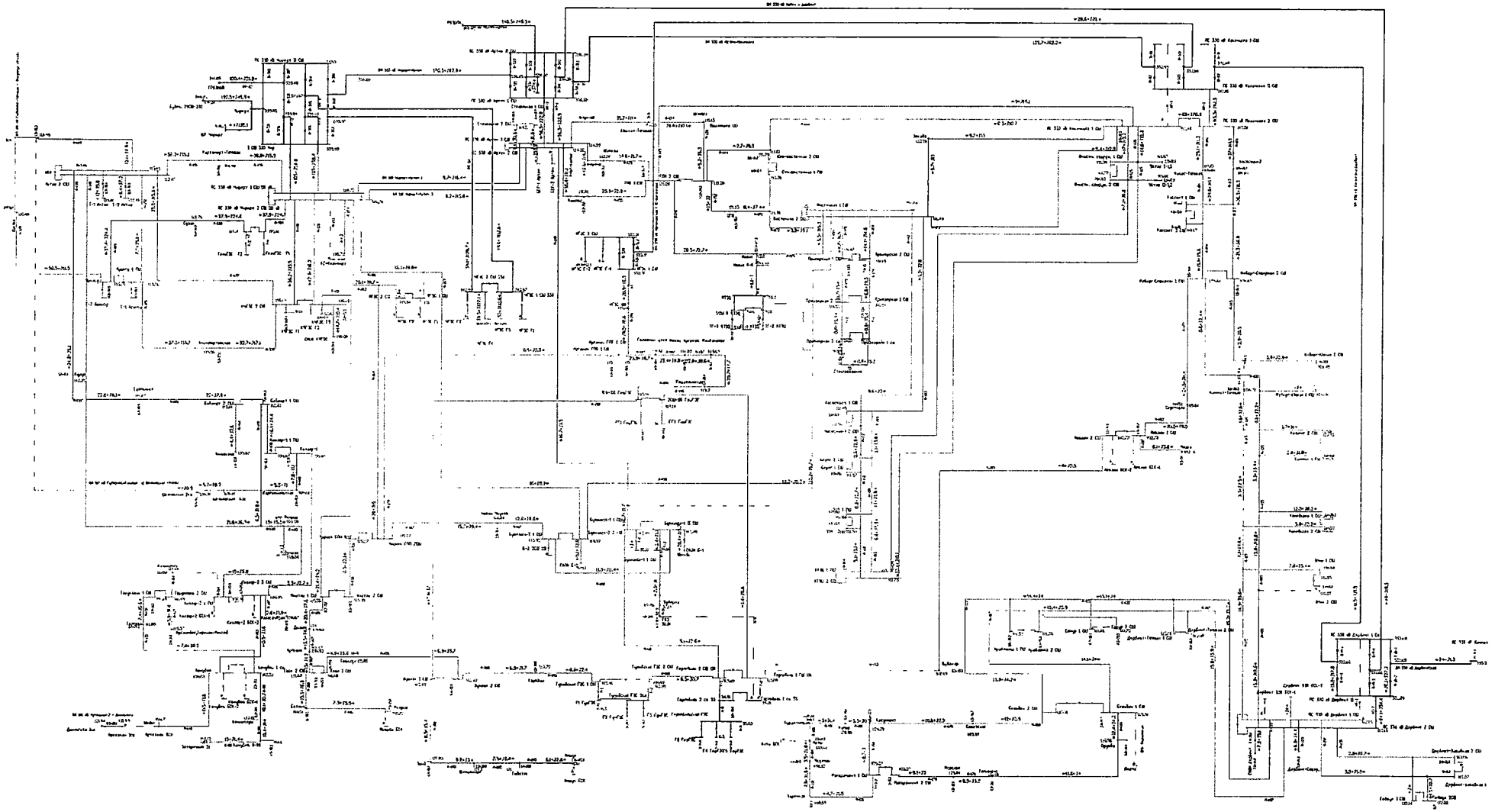


Рисунок 13.7 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

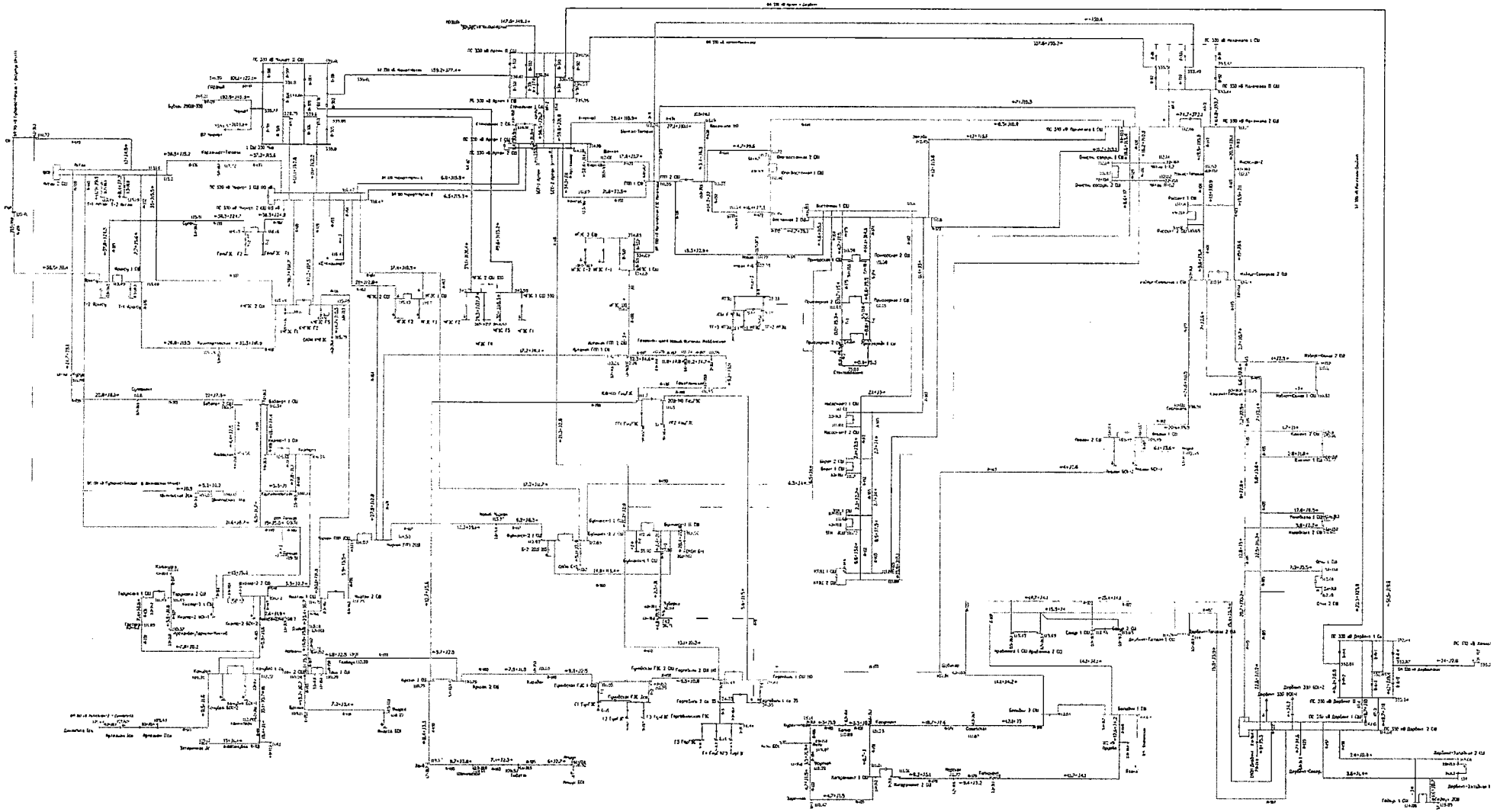


Рисунок 13.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

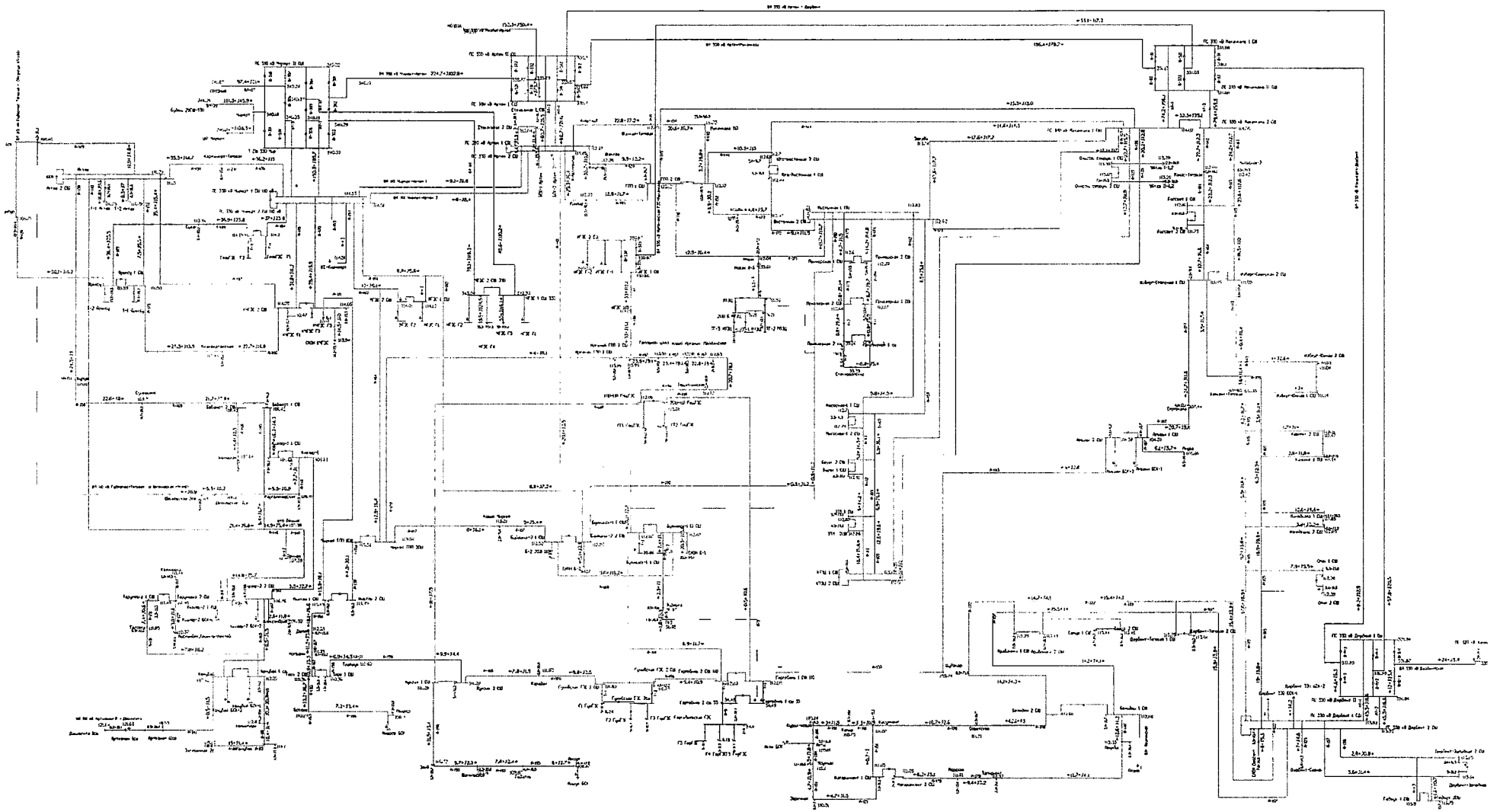


Рисунок 13.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Схема ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт. Нормальный режим.

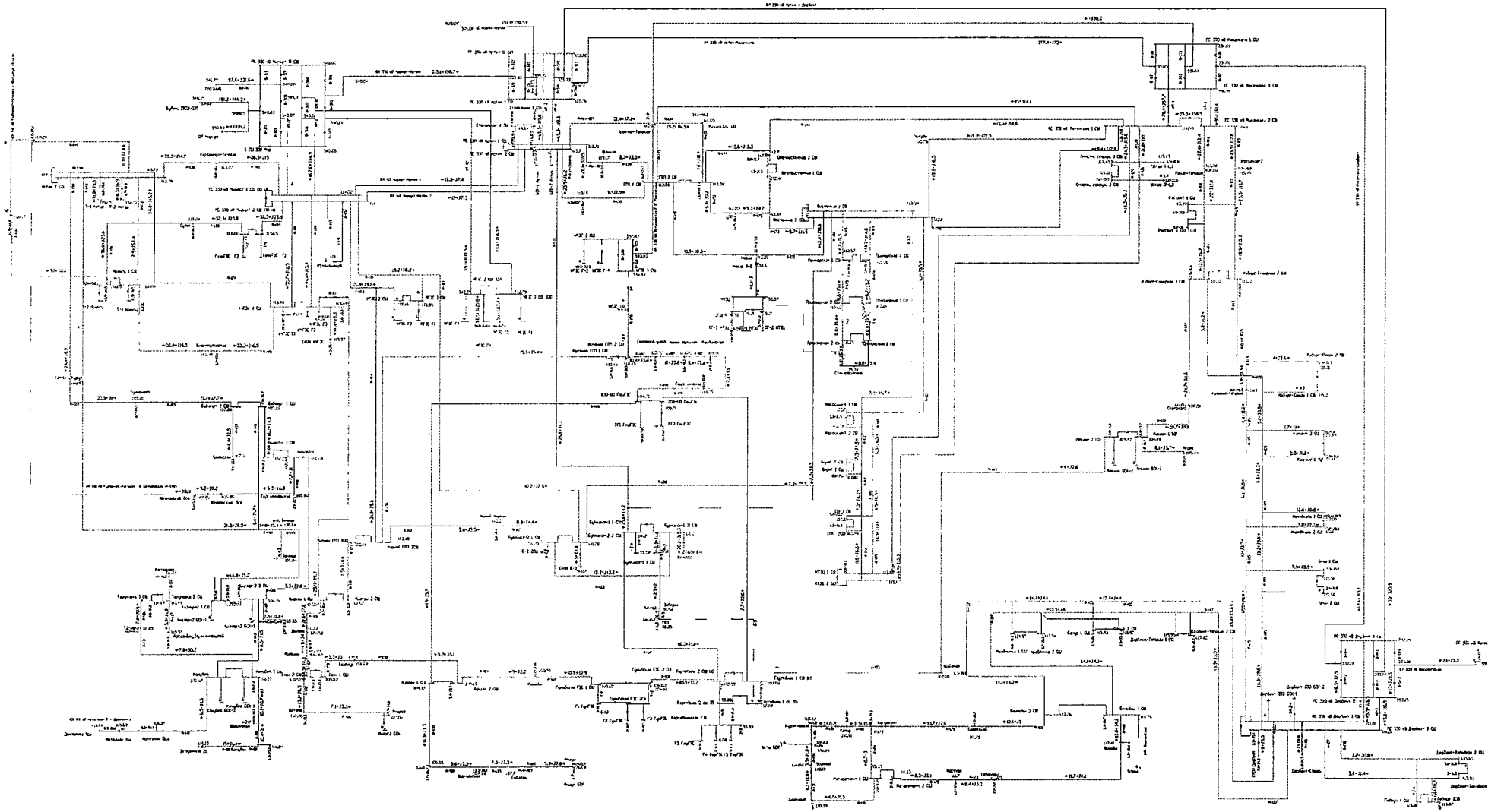


Рисунок 13.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

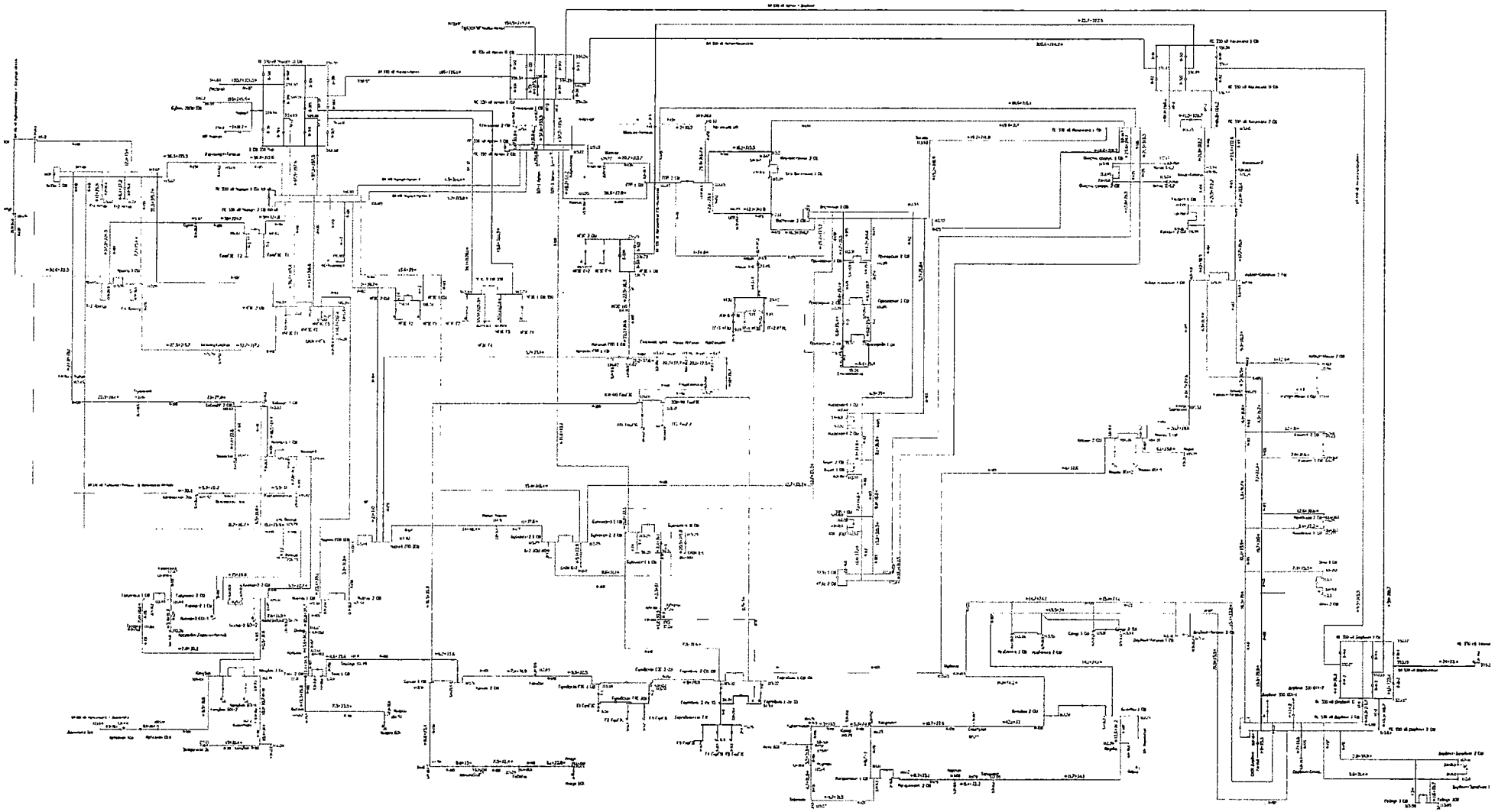


Рисунок 13.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

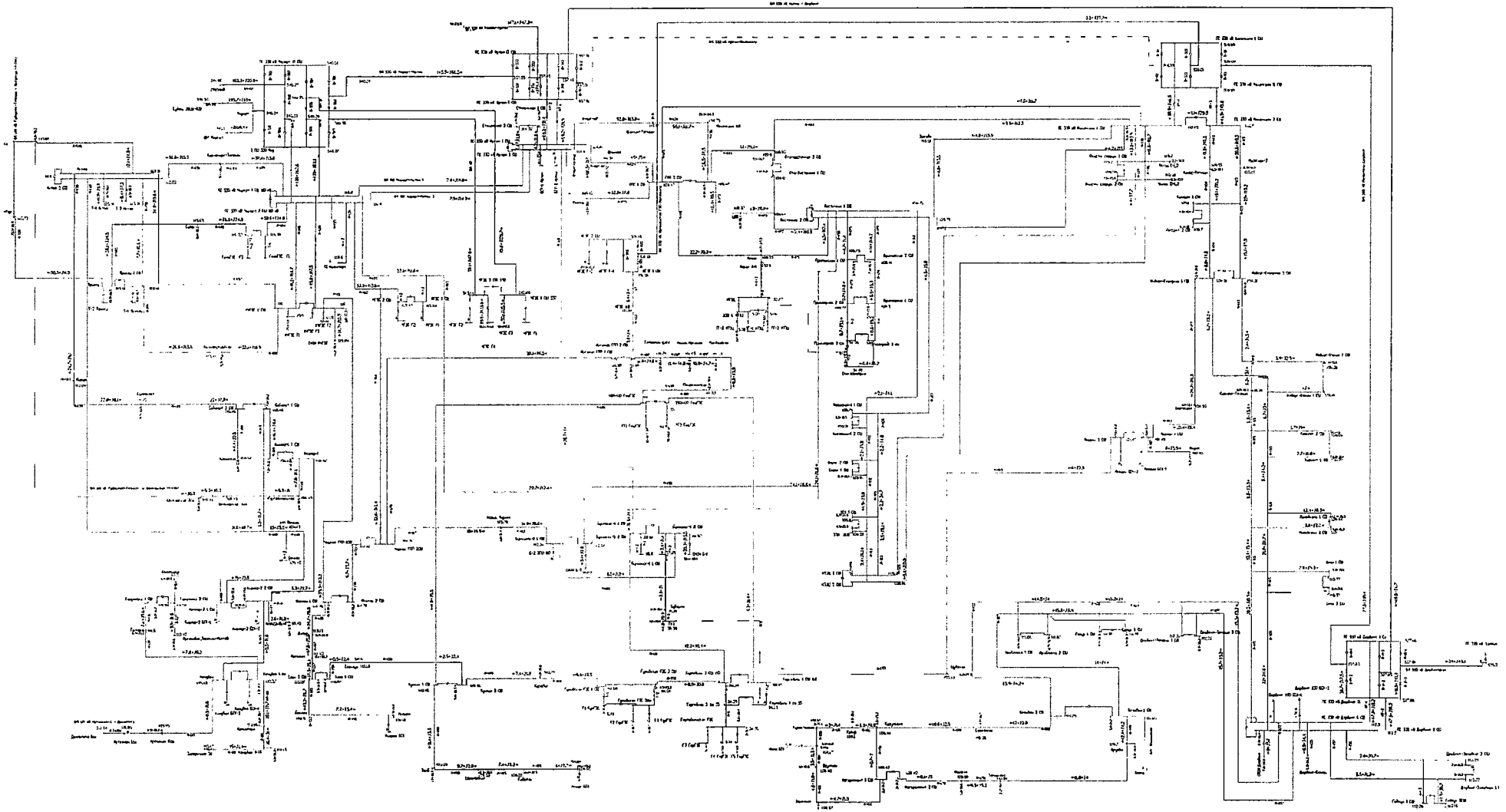


Рисунок 13.12 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас.

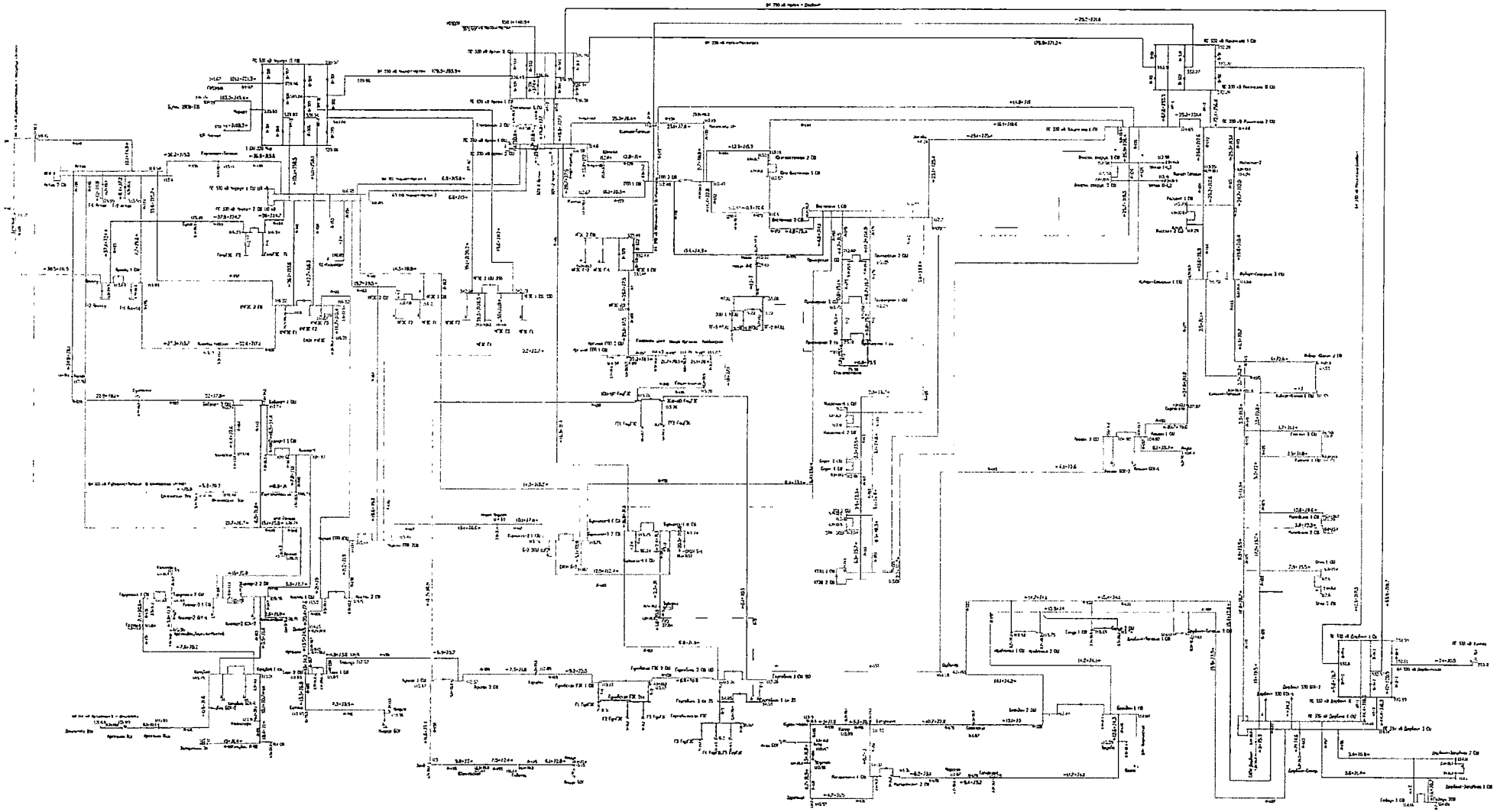


Рисунок 13.13 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

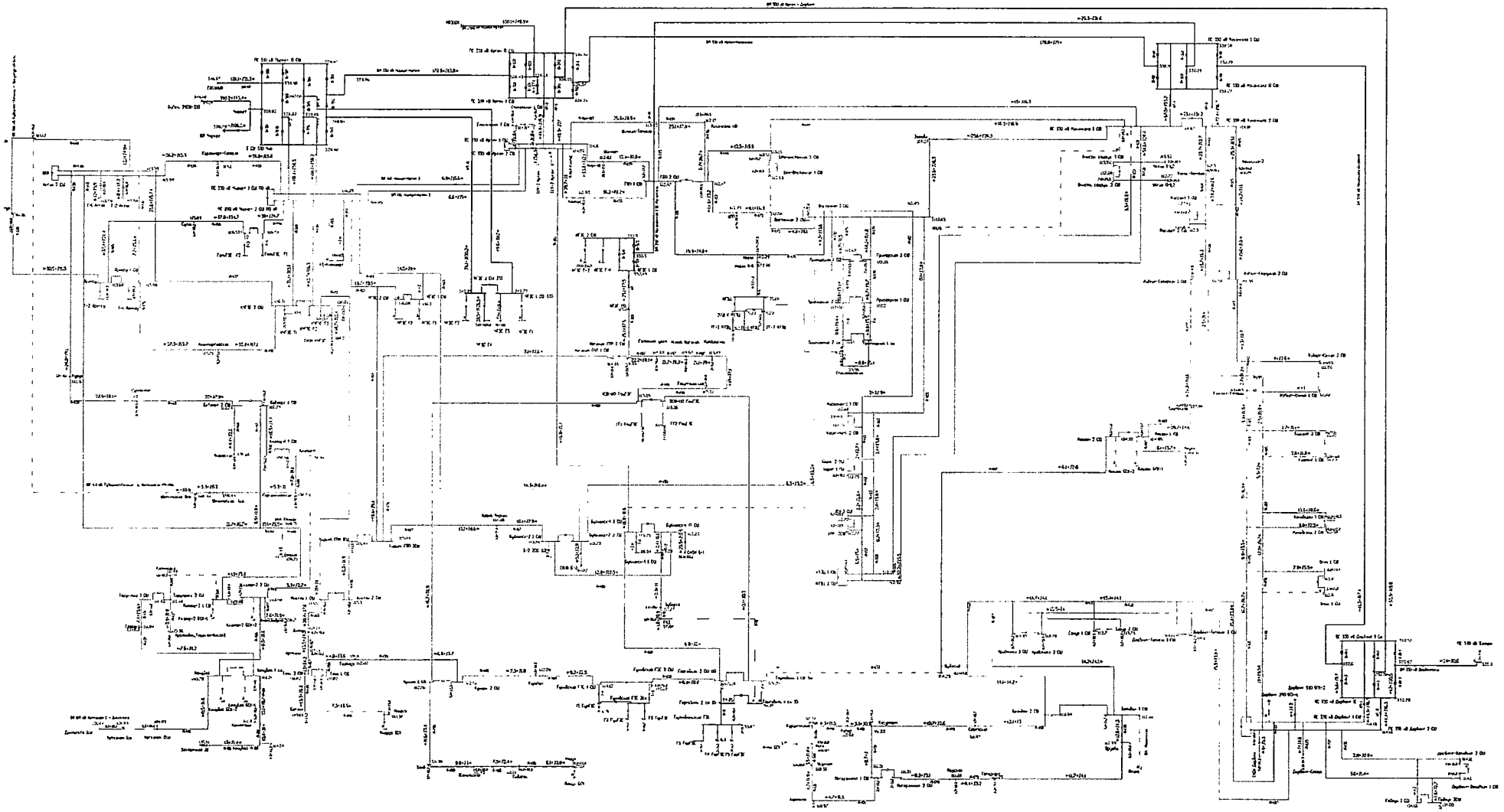


Рисунок 13.14 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

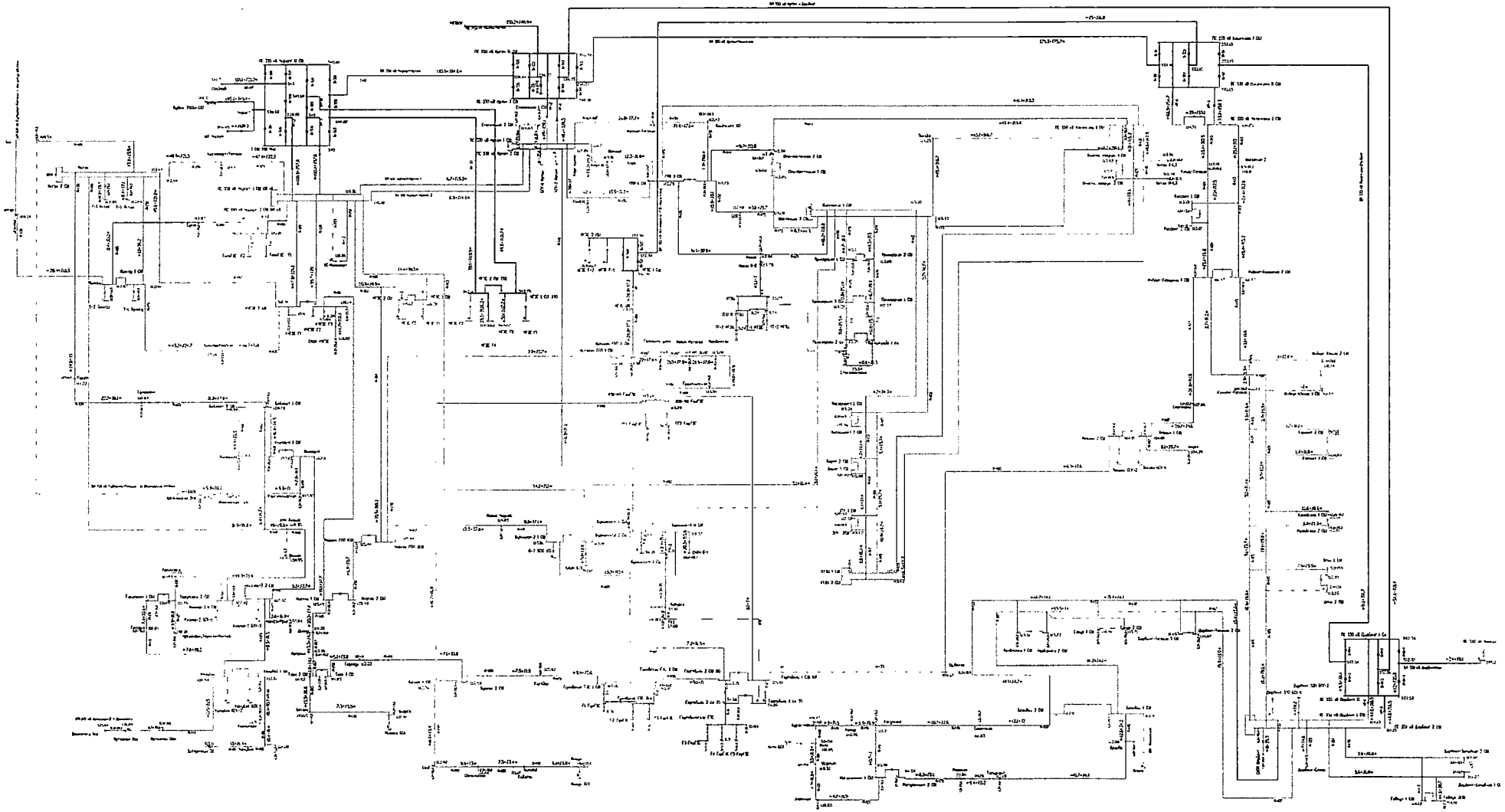


Рисунок 13.15 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199). Нормальный режим.

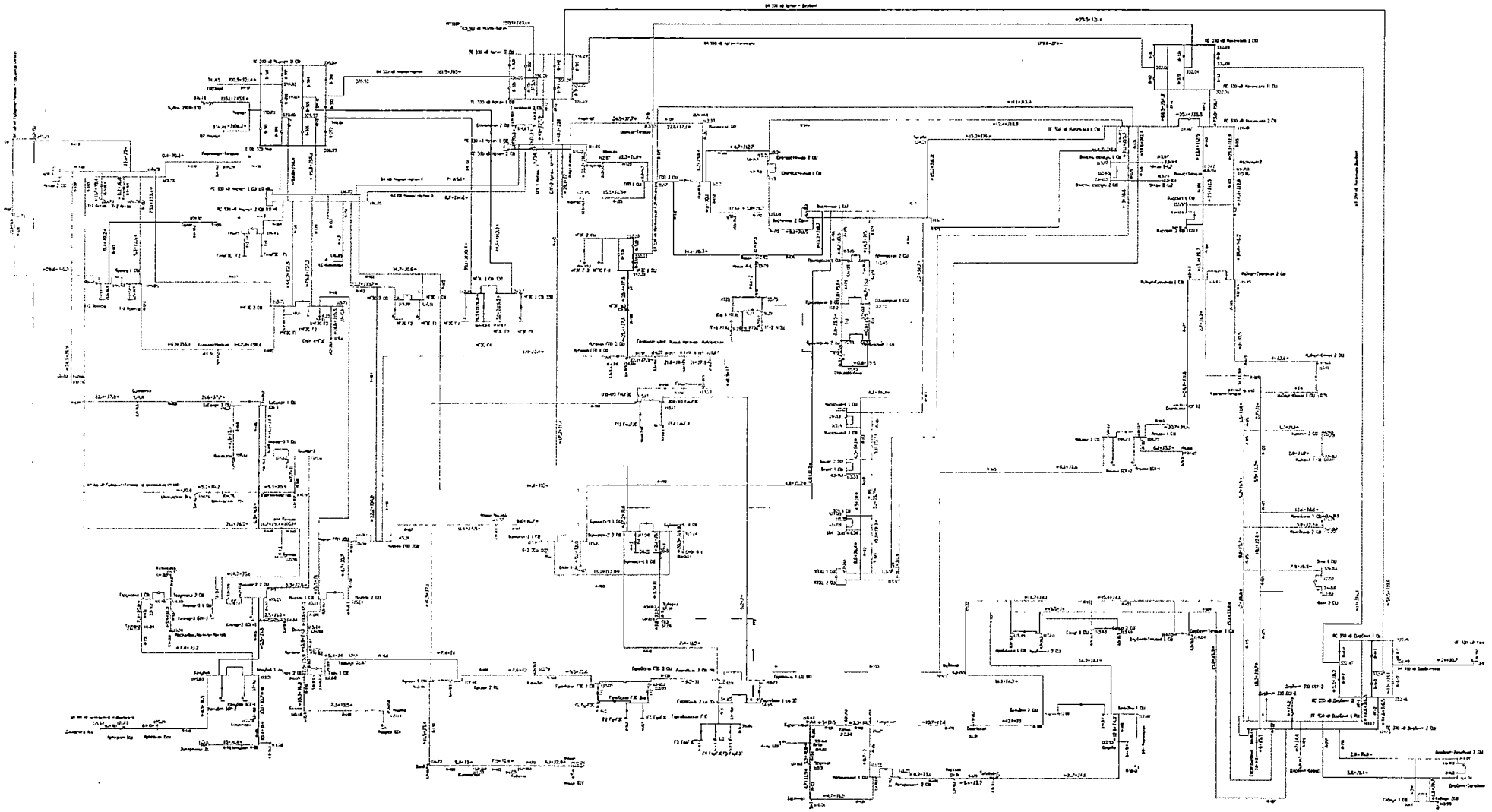


Рисунок 13.16 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

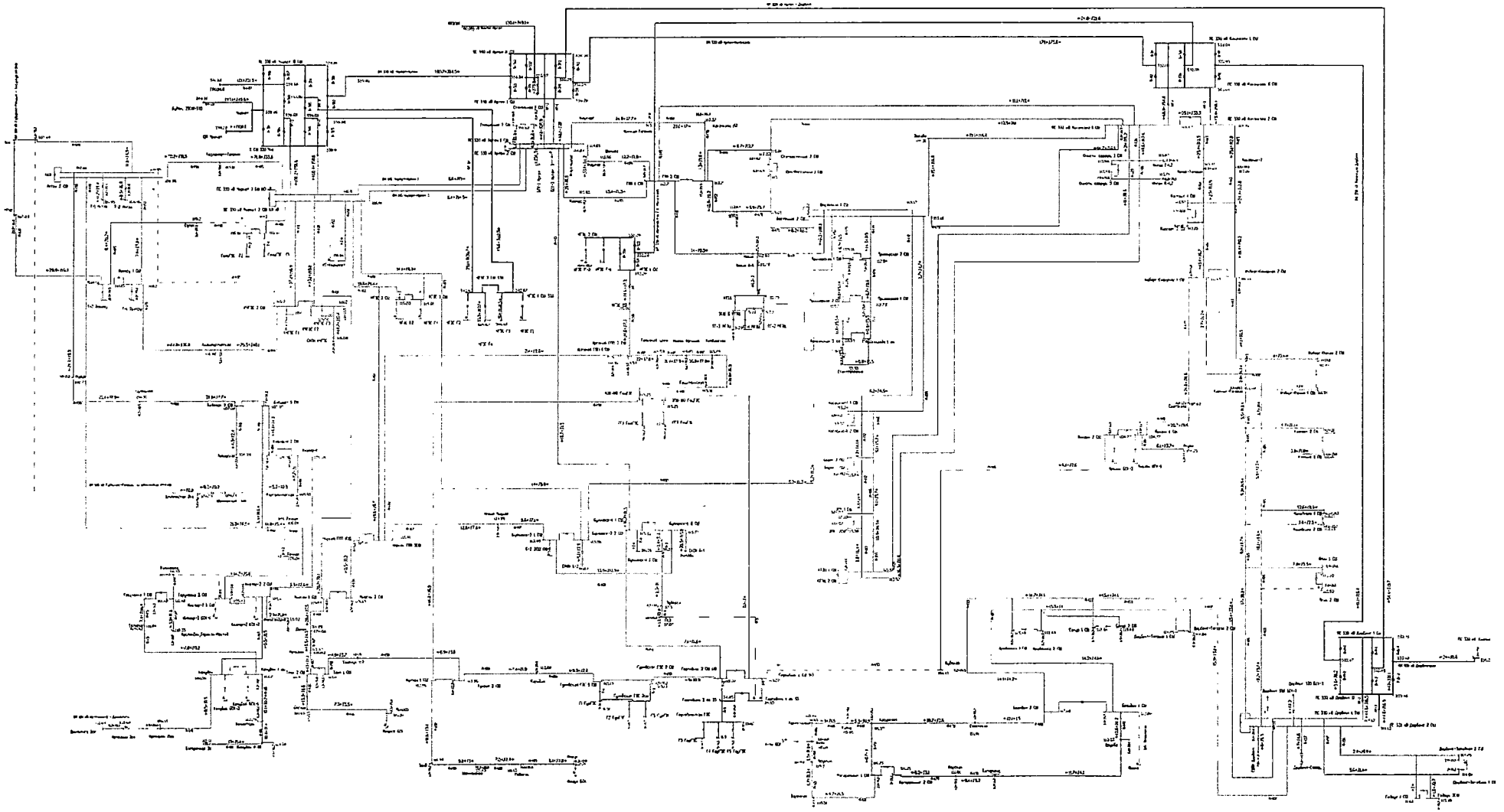


Рисунок 13.17 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

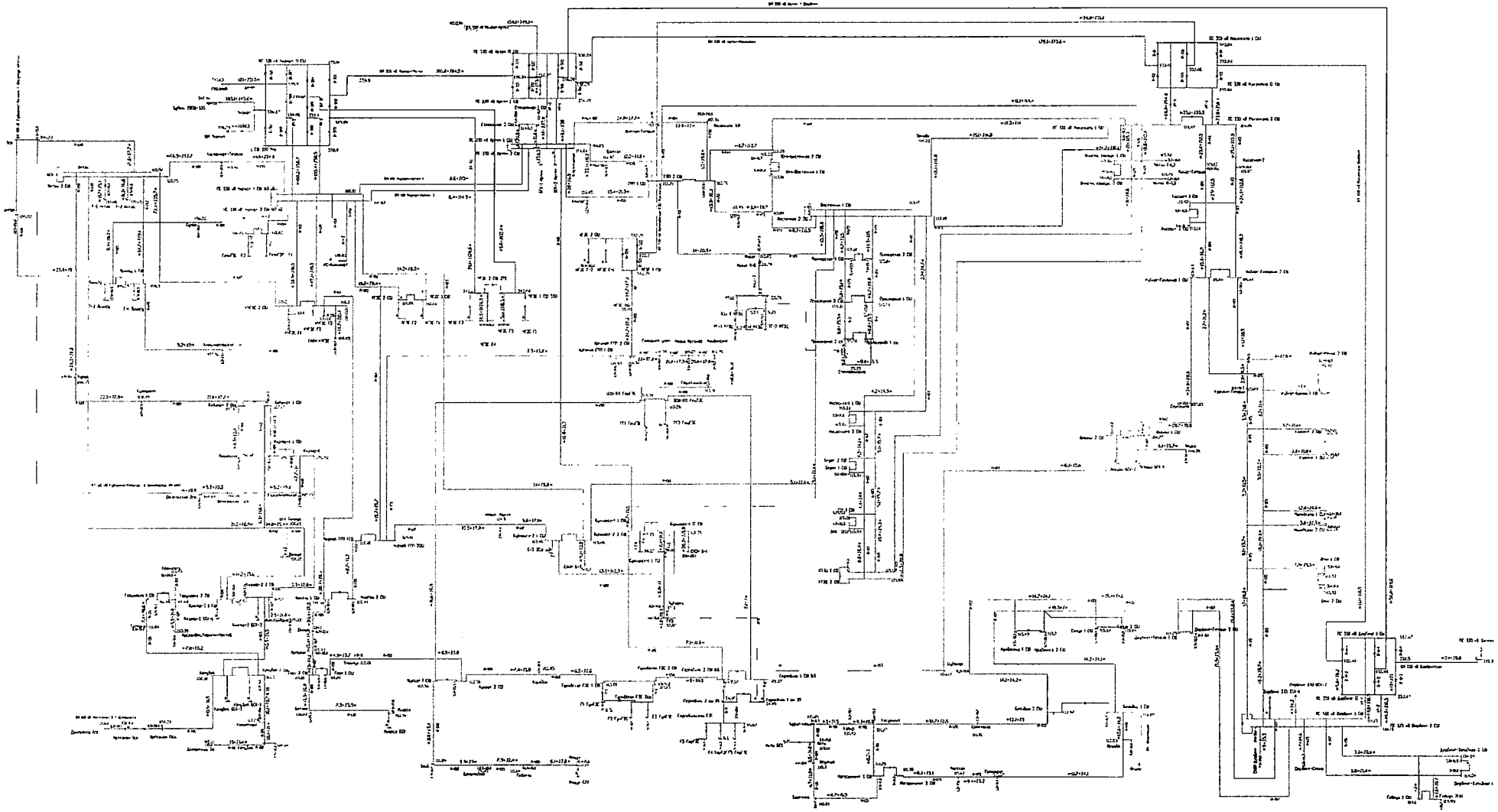


Рисунок 13.18 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

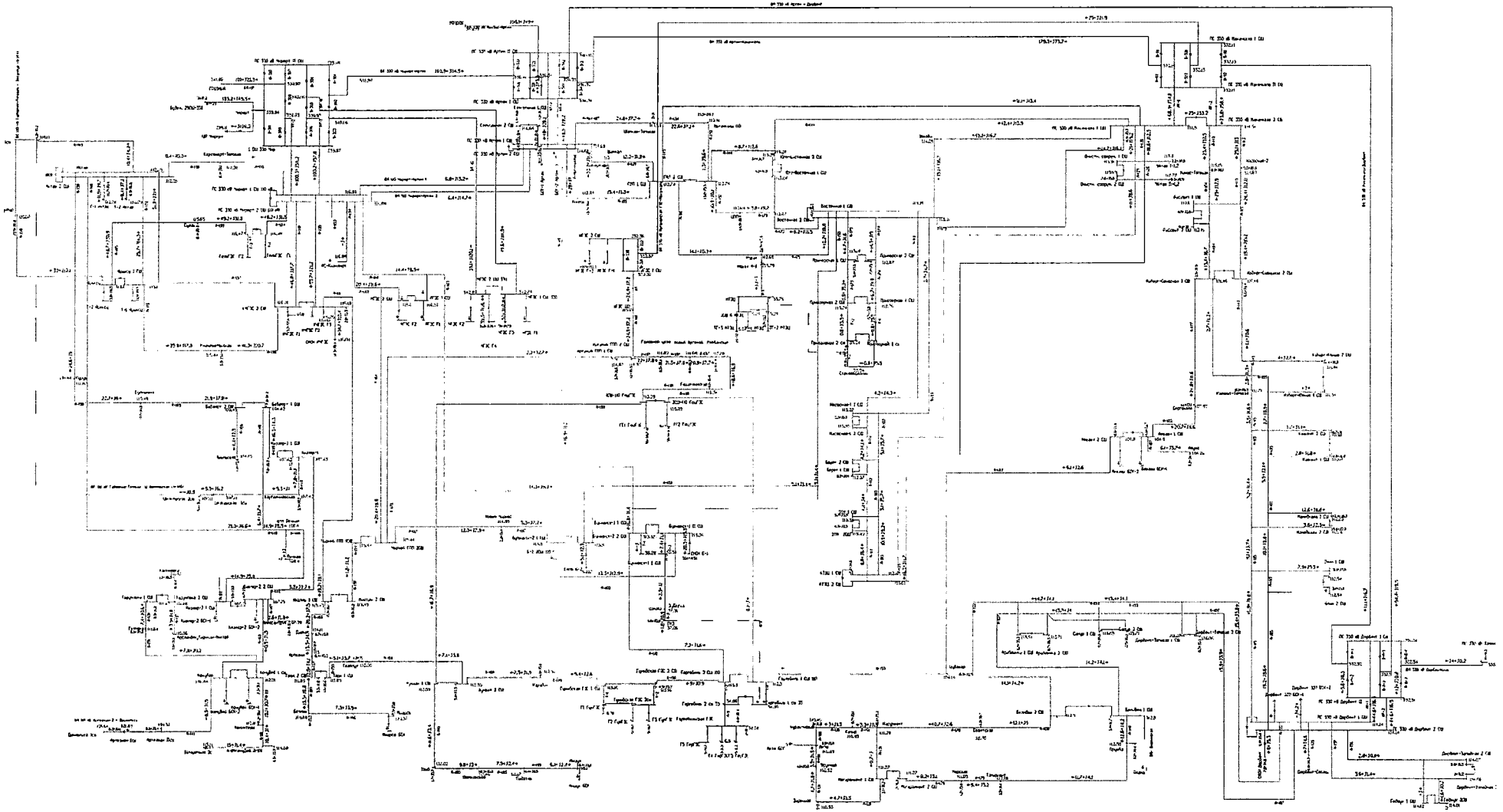


Рисунок 13.19 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Чиркорт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135). Нормальный режим.

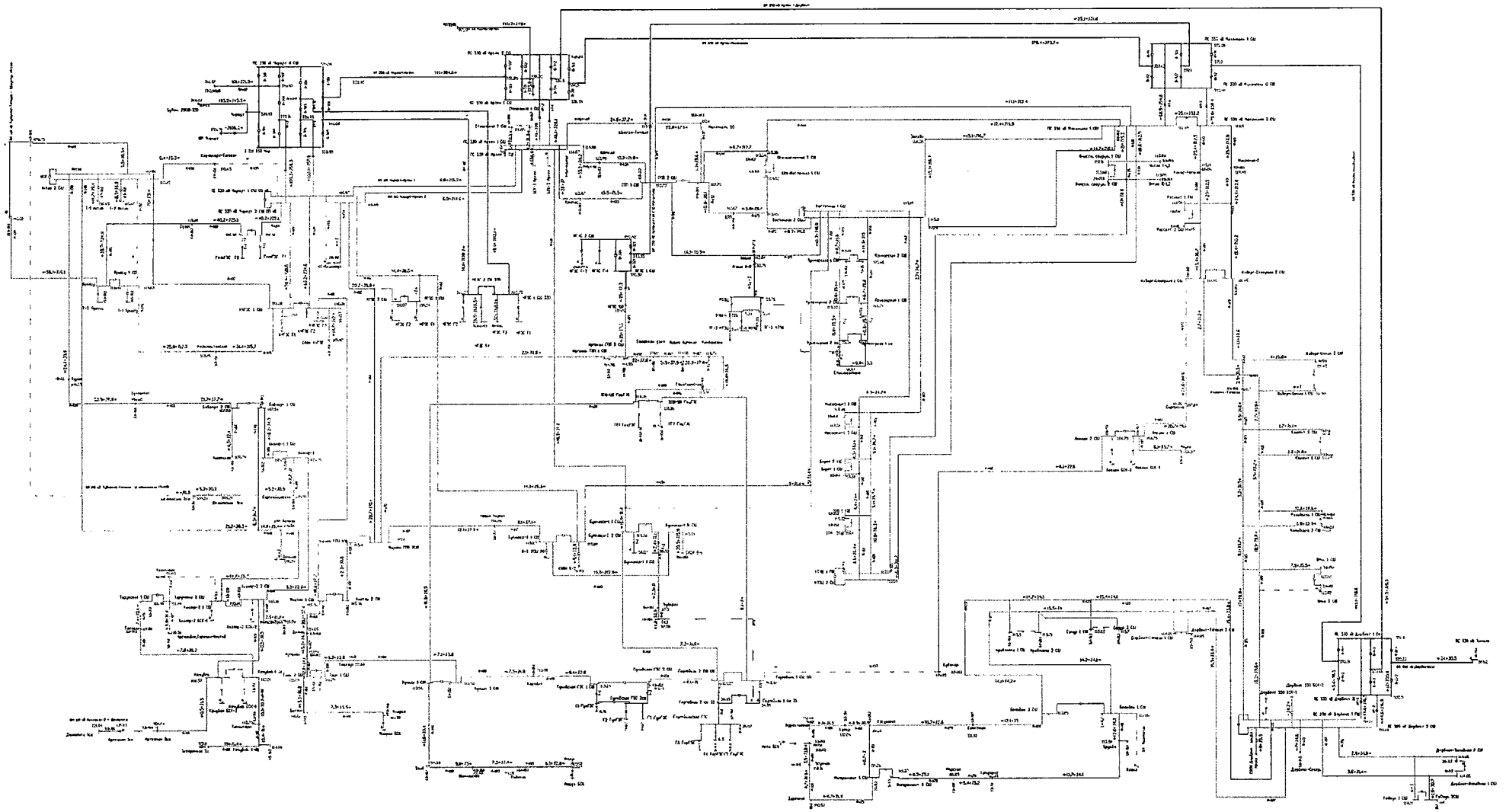


Рисунок 13.20 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

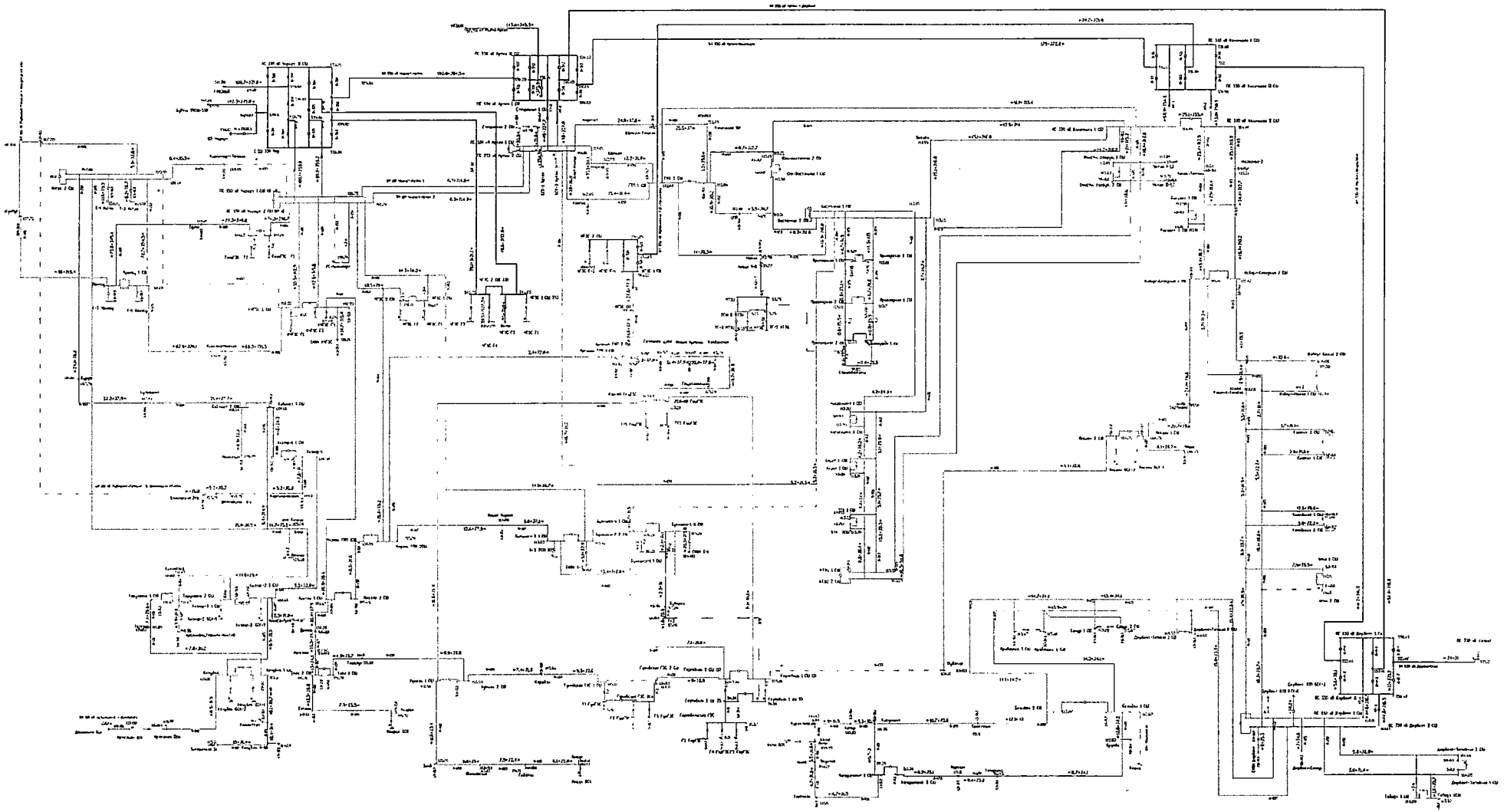


Рисунок 13.21 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2020 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

Приложение 14

Оптимистичный вариант.

Зимний максимум 2024 года. Температура окружающей среды – 9°С. Потребление 1399 МВт.

Нормальная схема

Таблица 14.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	400 400	342 411	342 411	503 600	503 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	Все параметры режима в области допустимых значений						14.1.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба		427*	401*	297	277	82,0	14.2.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108)	398		27	283	262	93,6	14.3.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107)	202	190	165		542**	94,9	14.4.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)	212	197	172	558**		90,2	14.5.

*-перегруз и недопустимые снижения напряжений ликвидируются включением БСК на ПС 110 кВ Ахты и отключением потребителей на величину до 10 МВт.

***-перегруз ликвидируется переводом потребителей на Азерэнерджи.

Таблица 14.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Уйташ-1	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	630 791	600 600	630 791	780 915	1200 1206	88,6 84,7	
Аварийноеоткл. 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала	678*	653*	522	746	1070	97,1	14.6.

*-перегруз ликвидируется загрузкой Г-1 Миатлинской ГЭС с выделением на ПС 110 кВ Восточная.

Таблица 14.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-139	ВЛ 110 кВ Куруш-Сулевкент	ВЛ-110-169	ВЛ-110-109	ВЛ-110-146	ВЛ-110-140	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Александрия	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	600 600	787 946	581 600	426 512	503 600	581 600	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139)		23	33	163	30	530	94,7	14.7.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	533	512	502	342	175		92,4	14.8.

Таблица 14.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-166	ВЛ-110-167	ВЛ-110-118	ВЛ-110-197	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Миарсо	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Анцух	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	581 600	503 600	600 600	774 930	88,6 84,7	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Миатли - Дылым (ВЛ-110-166)		80	277	567	91,4	94,2	14.9.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Буйнакск1 - Гергебиль (ВЛ-110-118)	354	282		468	102,8	100,4	14.10
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП - Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197)	451	378	368		96,1	91,7	14.11

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 14.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	1200 1406	1200 1406	630 791	600 600	630 791	780 915	1200 1206	503 600	503 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	1313*	667	452	397	330	542	940	303	246	85,9**	14.12.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала		753	653***	624***	500	666	934	398	327	106,3	14.13.
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент	1132	1148	396	333	282	502	885	203	159	106,4	14.14.
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	1170	619	351	282	244	553	1045	253	203	96,5	14.15.

*- перегруз в ремонтной схеме ликвидируется загрузкой Миатлинской ГЭС и выделением на ПС 110 кВ Восточная.

**-снижение напряжений ниже минимально допустимых в ремонтной схеме ликвидируется переносом разрыва по транзиту 110 кВ Гергебиль-Изберг-Северная на СВ ПС 110 кВ Леваши.

***- перегруз ликвидируется переносом разрыва по транзиту 110 кВ Гергебиль-Изберг-Северная на В-177 ПС 110 кВ Изберг-Северная.

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 14.6

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	780 915	808 839	1200 1206	630 791	630 791	88,6 84,7	
Нормальный режим	580	596	1382*	41	39	102,4	14.16.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем	712	560	1211**	127	120	104,8	14.17.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	585	580	1172	103	97	104,3	14.18.
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	564	0	1290**	31	29	102,9	14.19.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт	773	722	0	256	244	97,2	14.20.

*-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС

**-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго)

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал

Таблица 14.7

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	600 600	630 791	
Нормальный режим	428	352	14.21.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Компас		479	14.22.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	556		14.23.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	565	454	14.24.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Компас

Таблица 14.8

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	630 791	630 791	
Нормальный режим	465	340	14.25.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	589	445	14.26.

Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173)

Таблица 14.9

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-125	ВЛ-110-126	ВЛ-110-144	ВЛ-110-145	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	400 400	400 400	544 600	544 600	
Нормальный режим	264	233	171	159	14.27.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126)	390	[illegible]	189	177	14.28.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125)	[illegible]	375	192	180	14.29.

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 14.10

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	581 600	581 600	600 600	600 600	88,6 84,7	
Нормальный режим	543	527	563	132	102,1	14.30.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)		870*	801*	77	95,7	14.31.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	837*		830*	103	96,2	14.32.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	806*	872*		670*	96,1	14.33.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго)

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 14.11

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	581 600	600 600	600 600	600 600	787 946	88,6 84,7	
Нормальный режим	580	456	319	591	421	102,0	14.34.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	826*	339	0	477	306	97,6	14.35.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)		765*	878*	904*	718	94,4	14.36.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго)

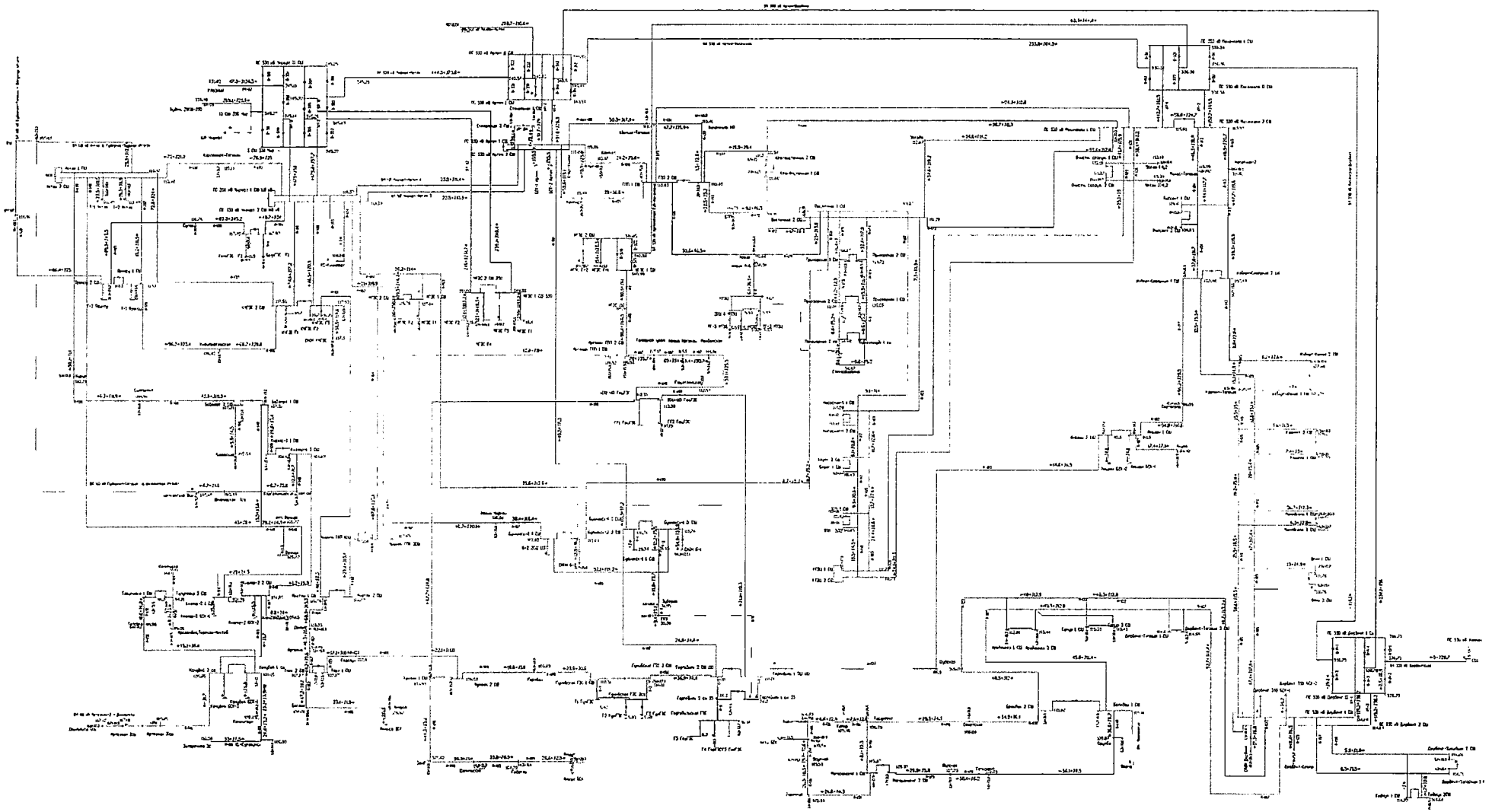


Рисунок 14.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Нормальная схема. Нормальный режим.

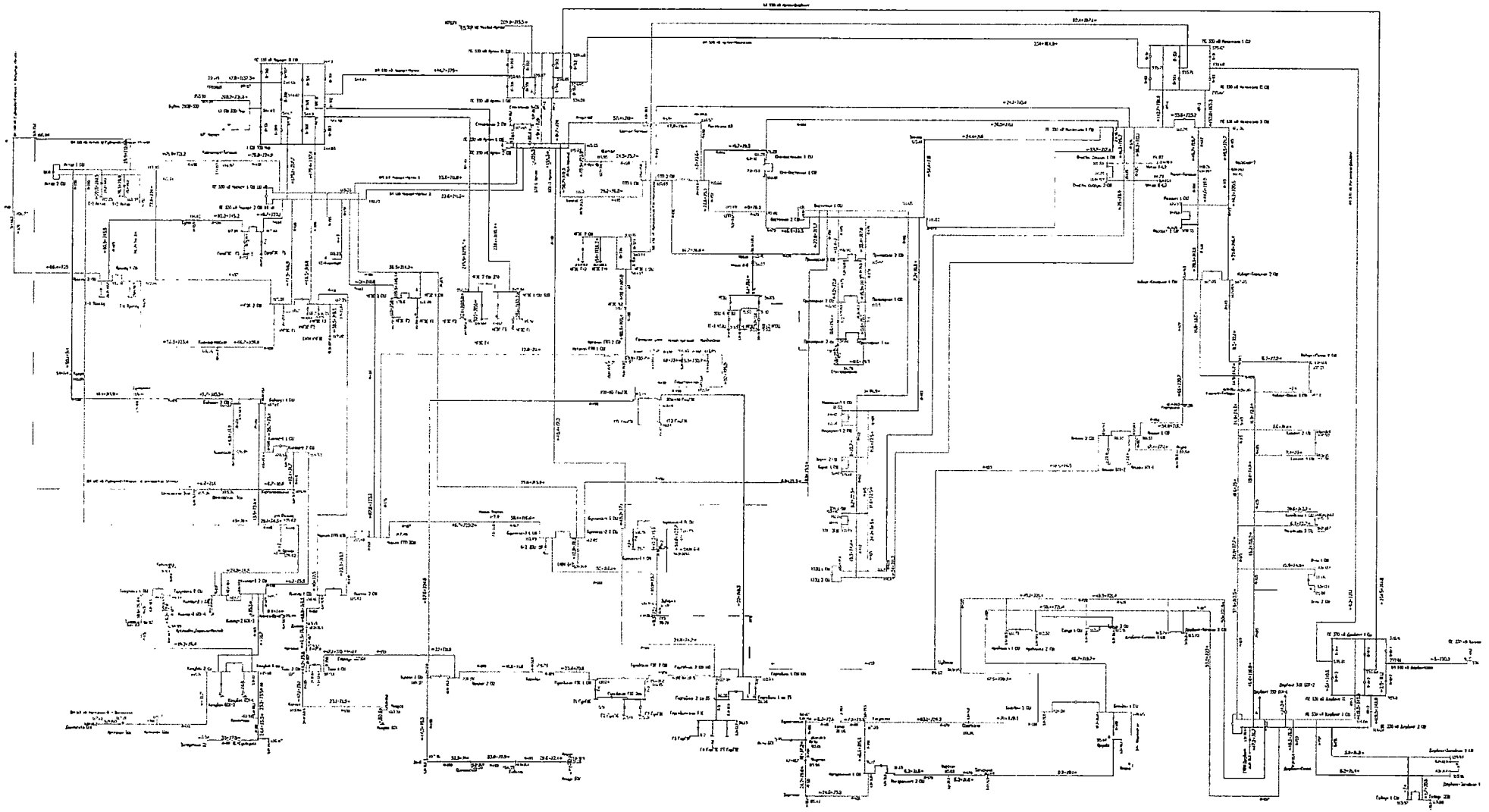


Рисунок 14.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

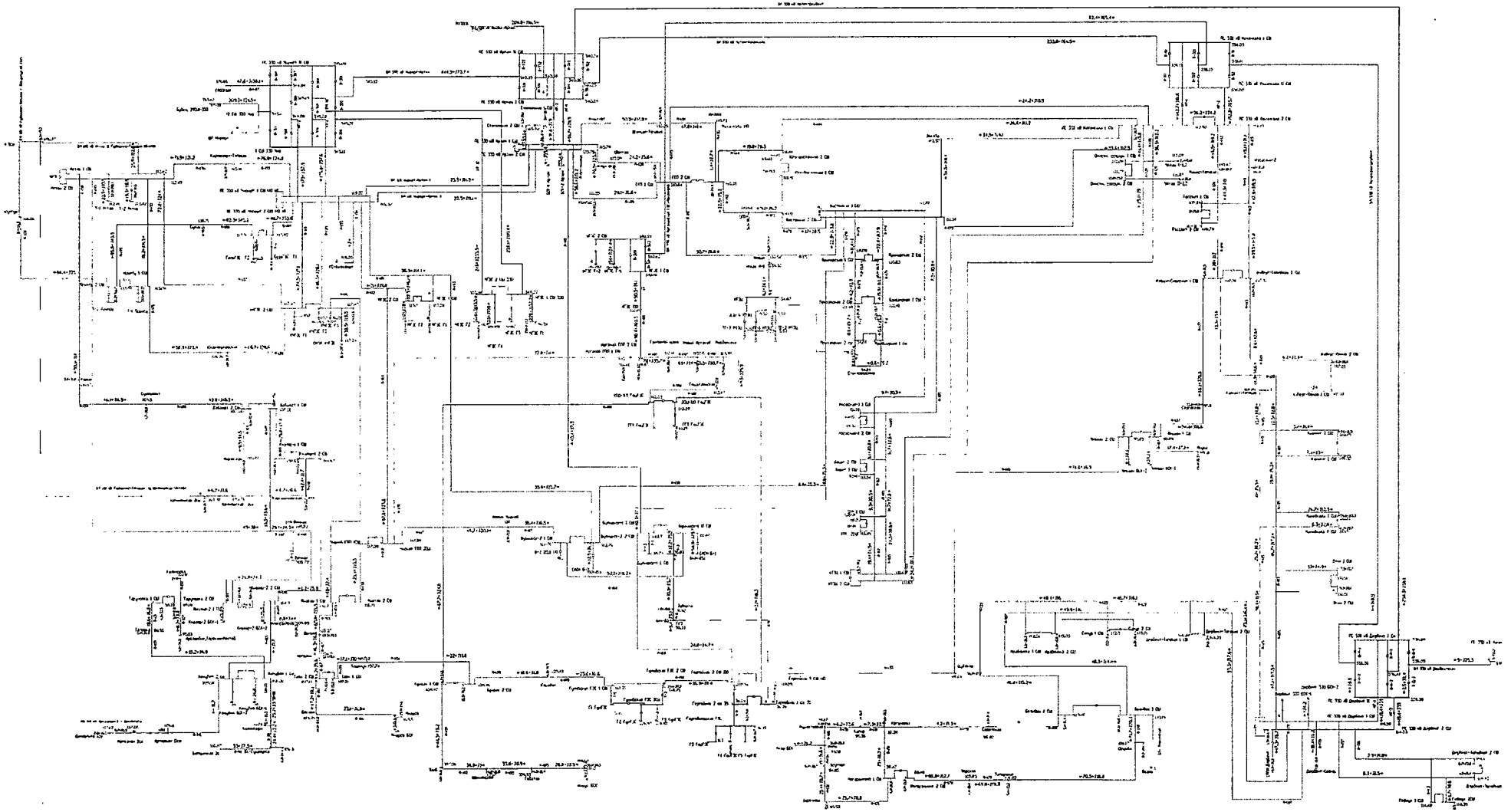


Рисунок 14.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) в нормальной схеме.

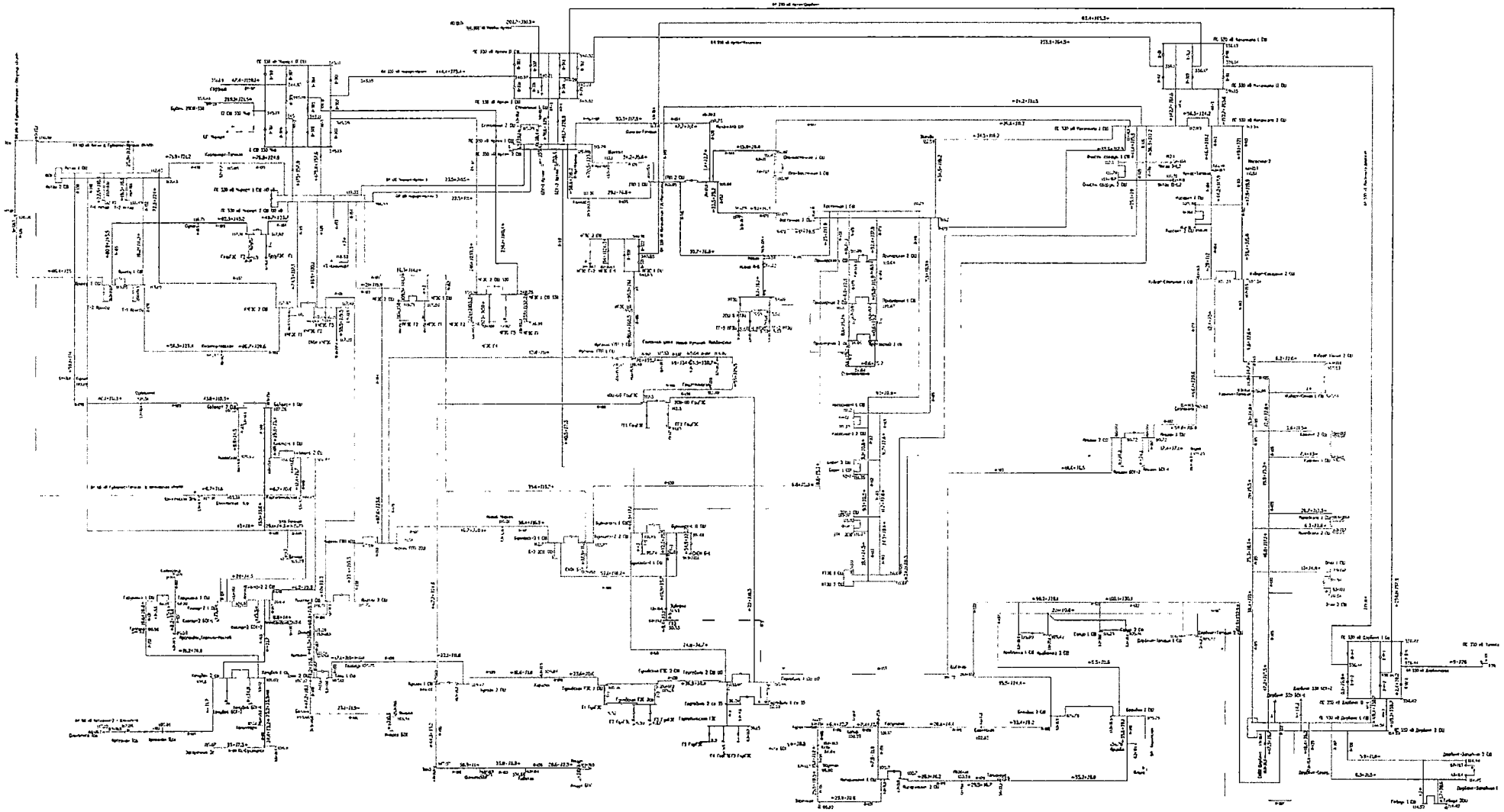


Рисунок 14.4 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) в нормальной схеме.

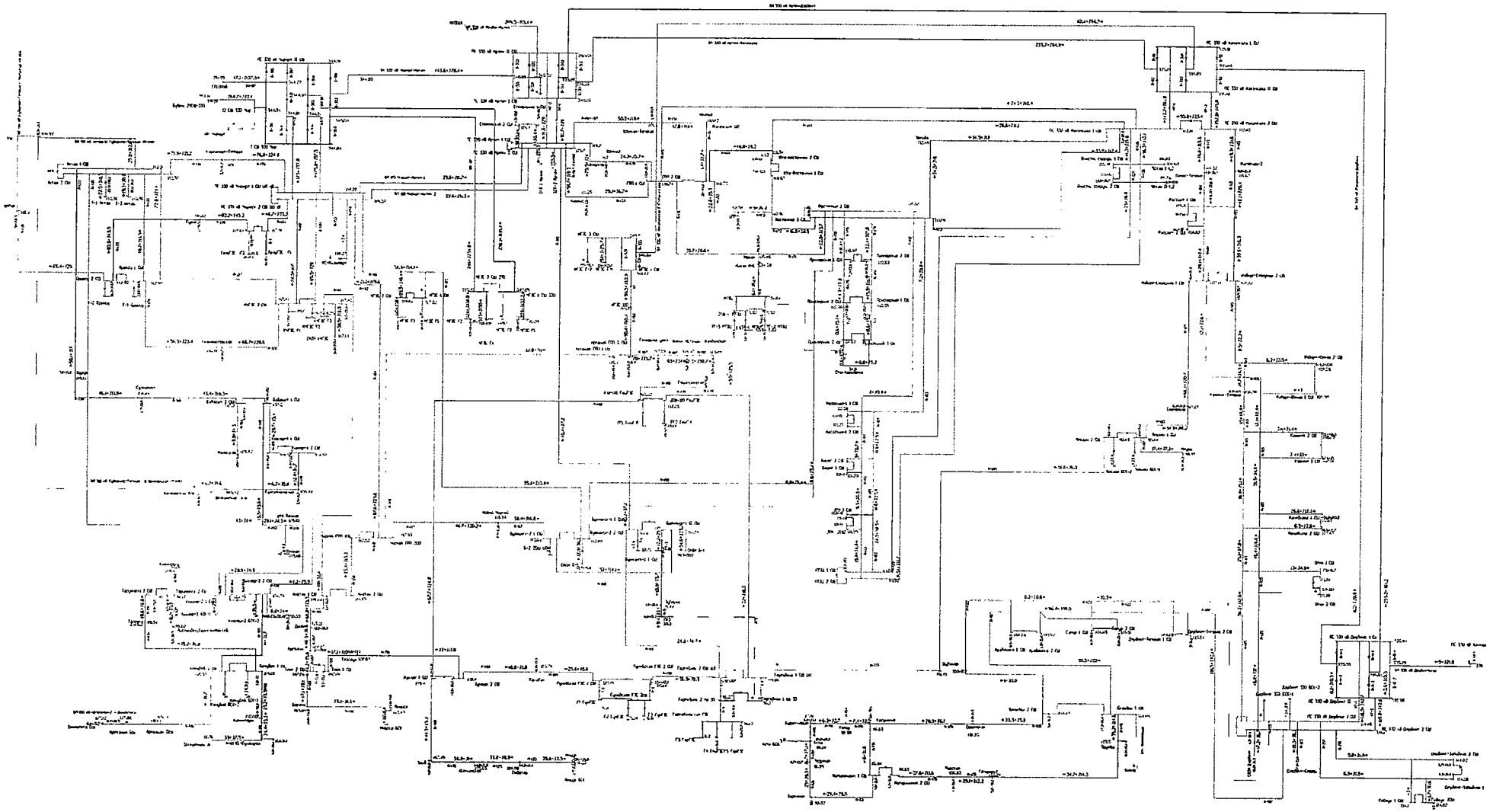


Рисунок 14.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) в нормальной схеме.

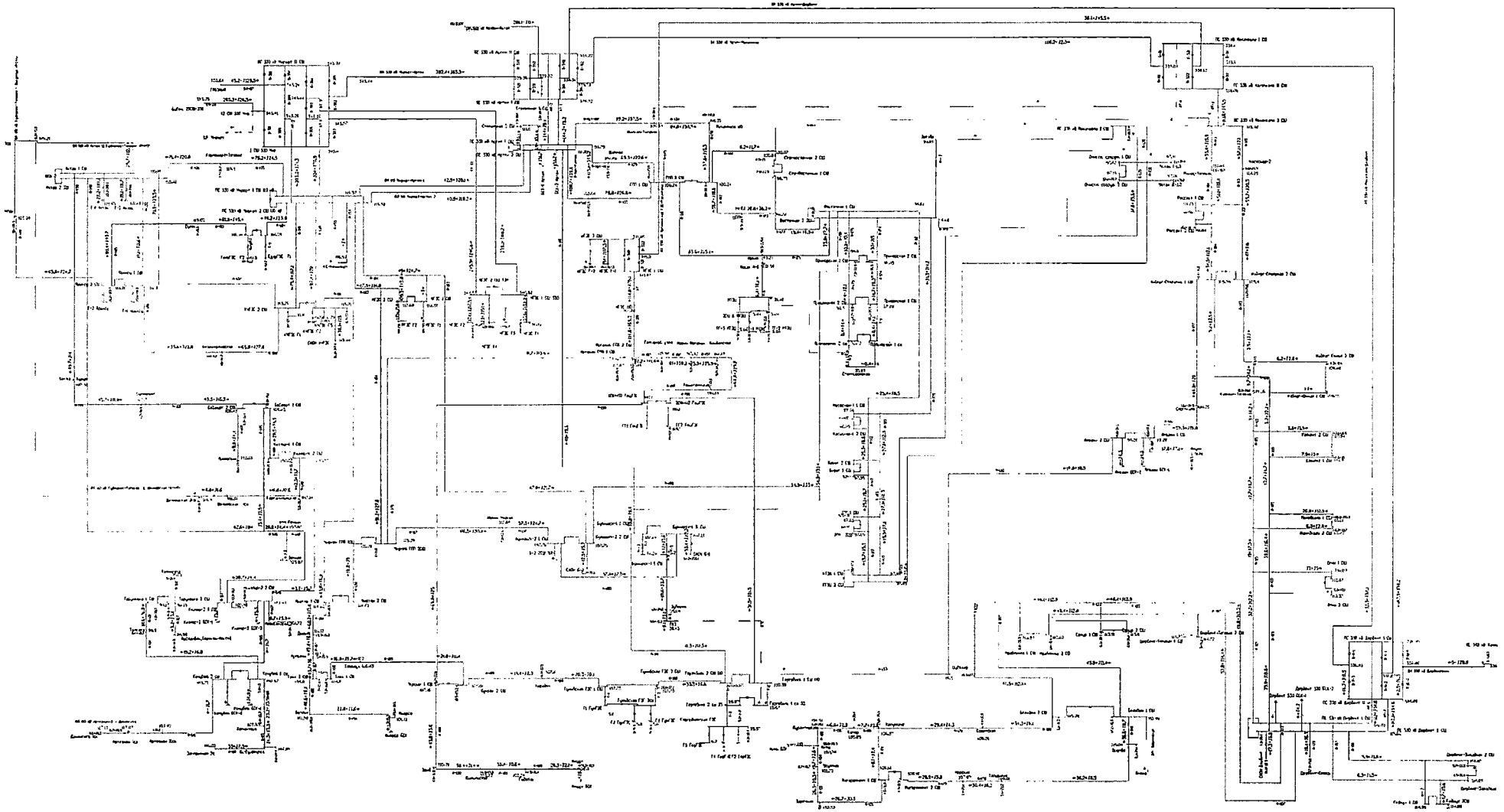


Рисунок 14.6 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме.

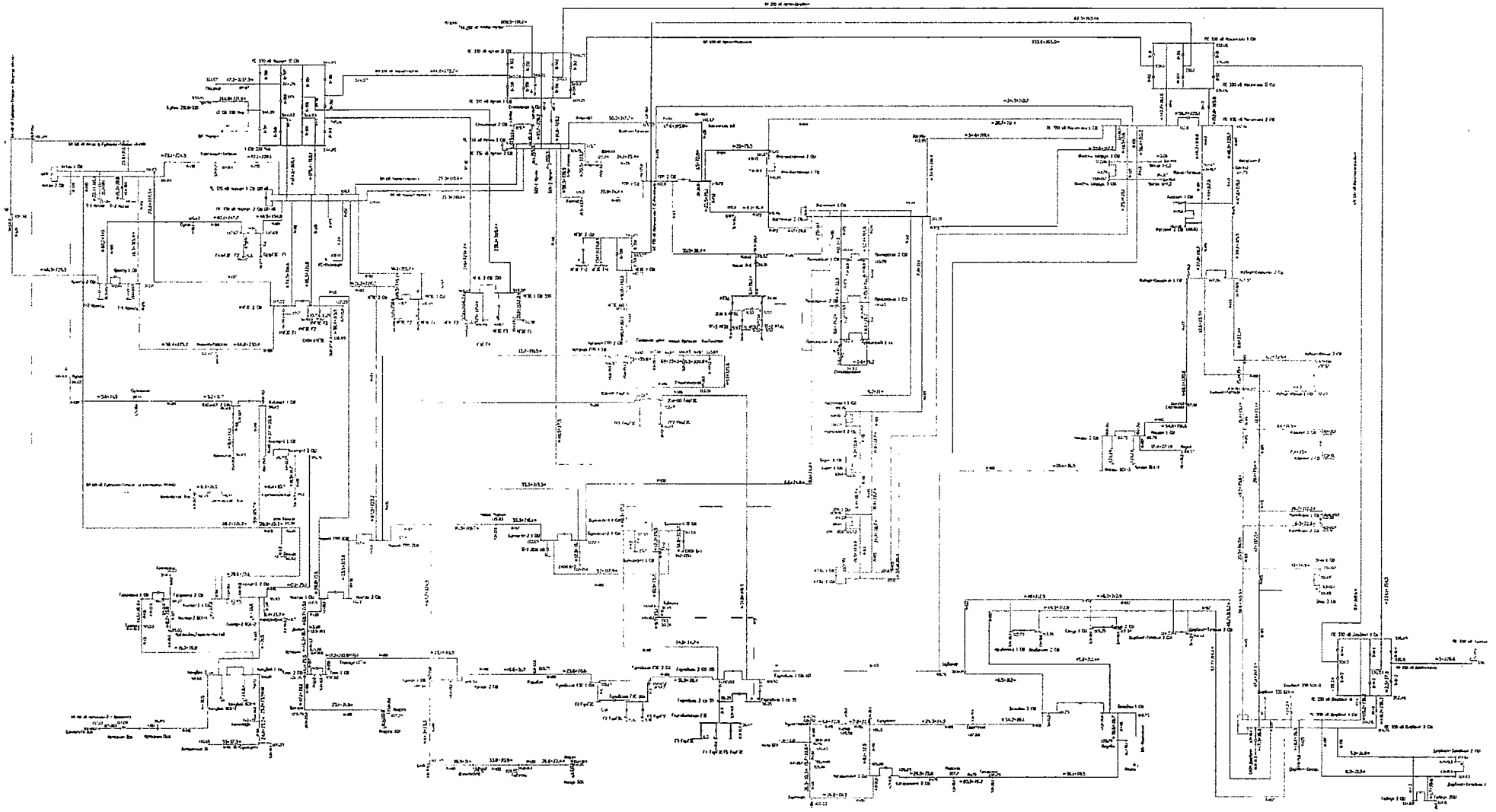


Рисунок 14.7 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139) в нормальной схеме.

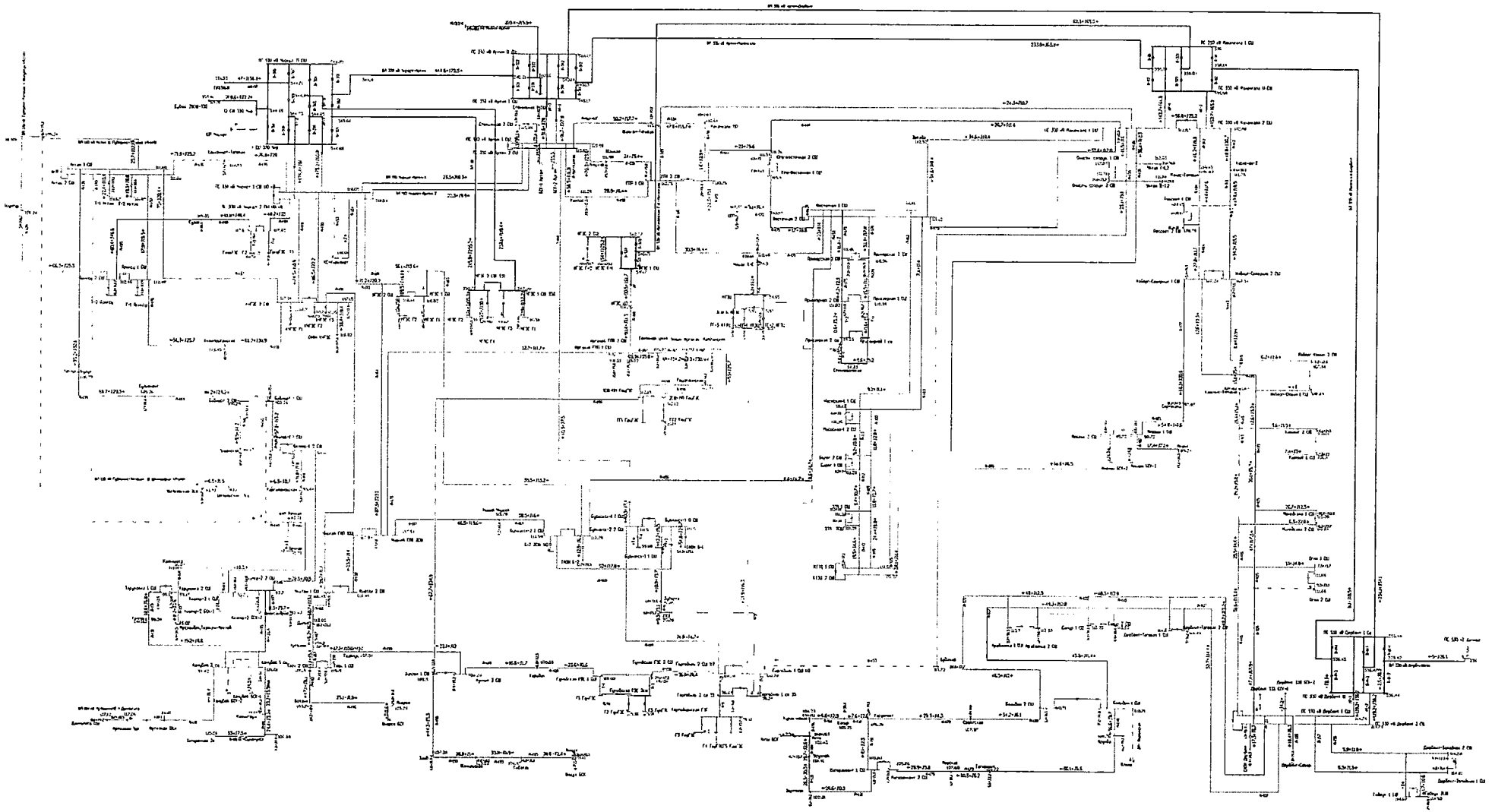


Рисунок 14.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) в нормальной схеме.

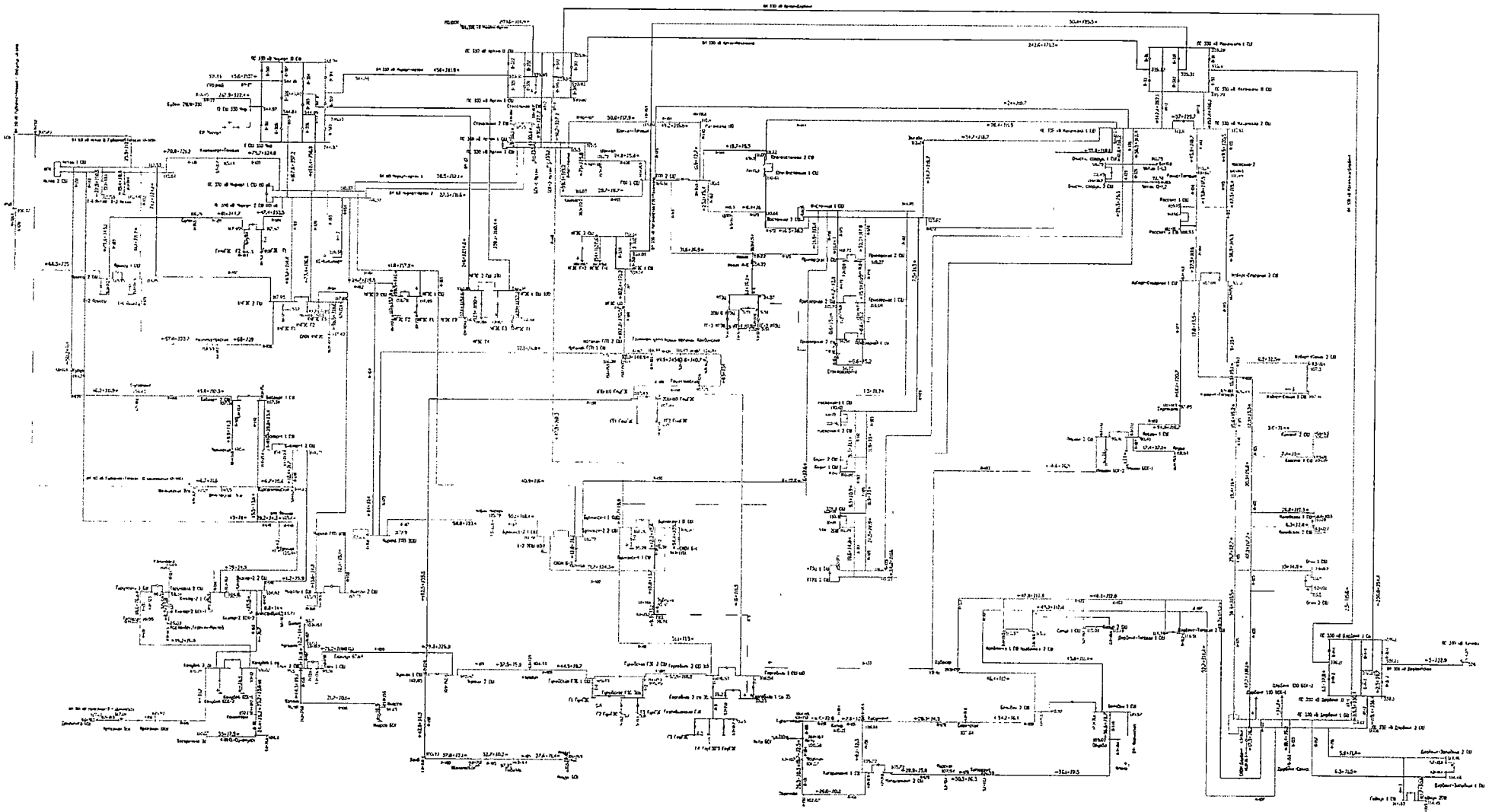


Рисунок 14.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Миатлы - Дылым (ВЛ-110-166) в нормальной схеме.

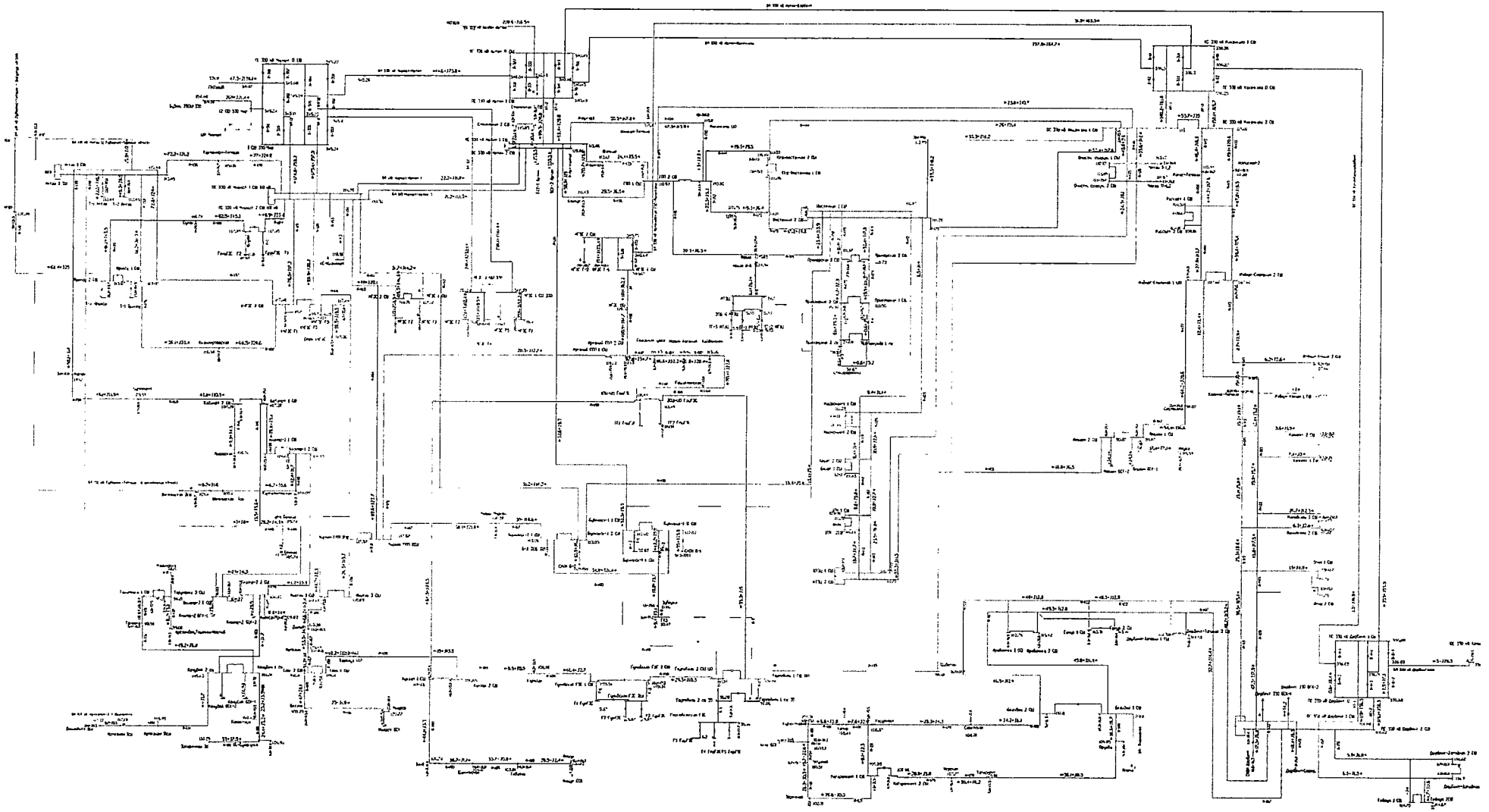


Рисунок 14.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Буйнакск1 - Гергебиль (ВЛ-110-118) в нормальной схеме.

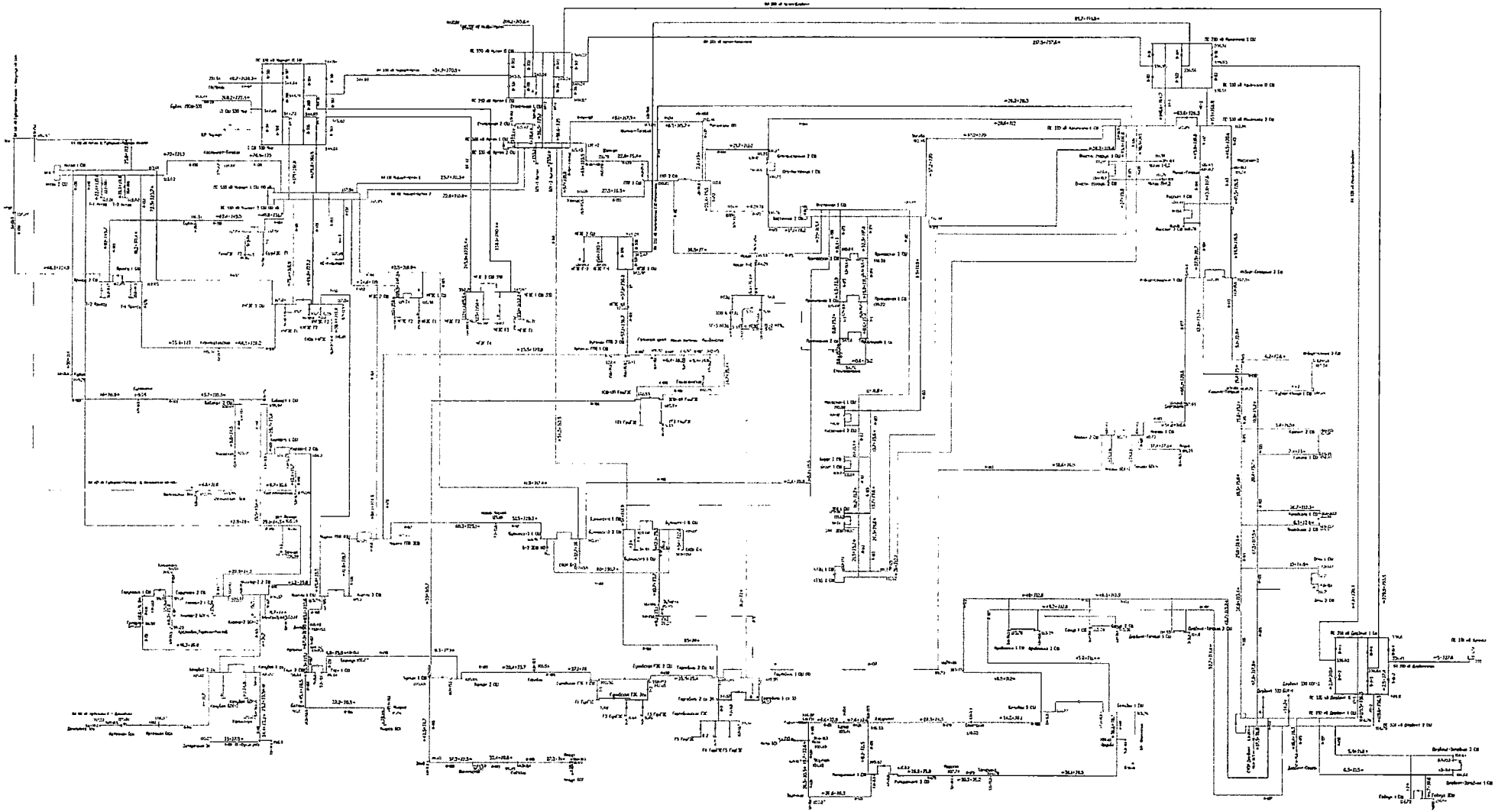


Рисунок 14.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Ирганай ГПП - Гоцатлинская с отпайками (ВЛ-110-197) в нормальной схеме.

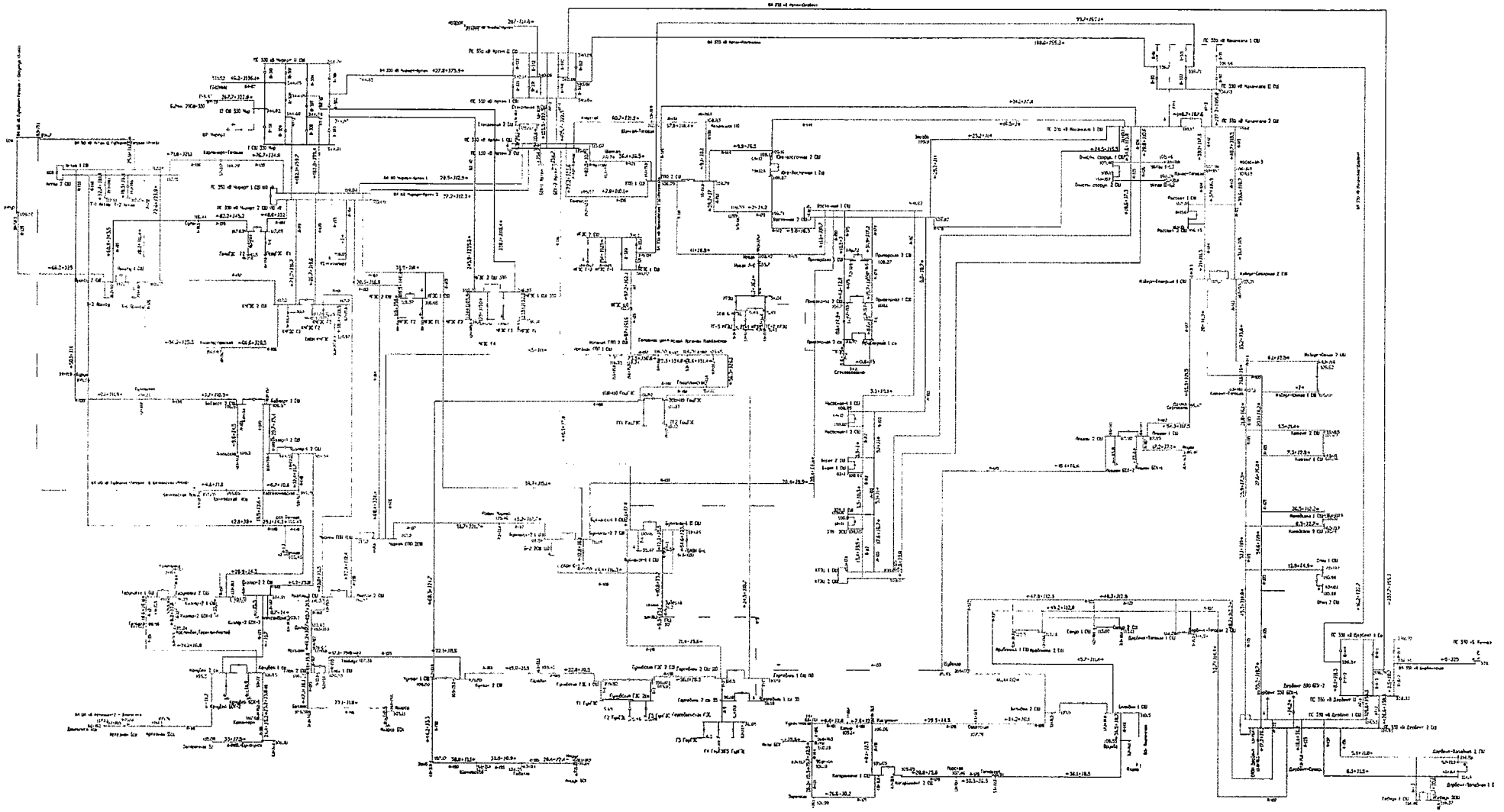


Рисунок 14.12 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

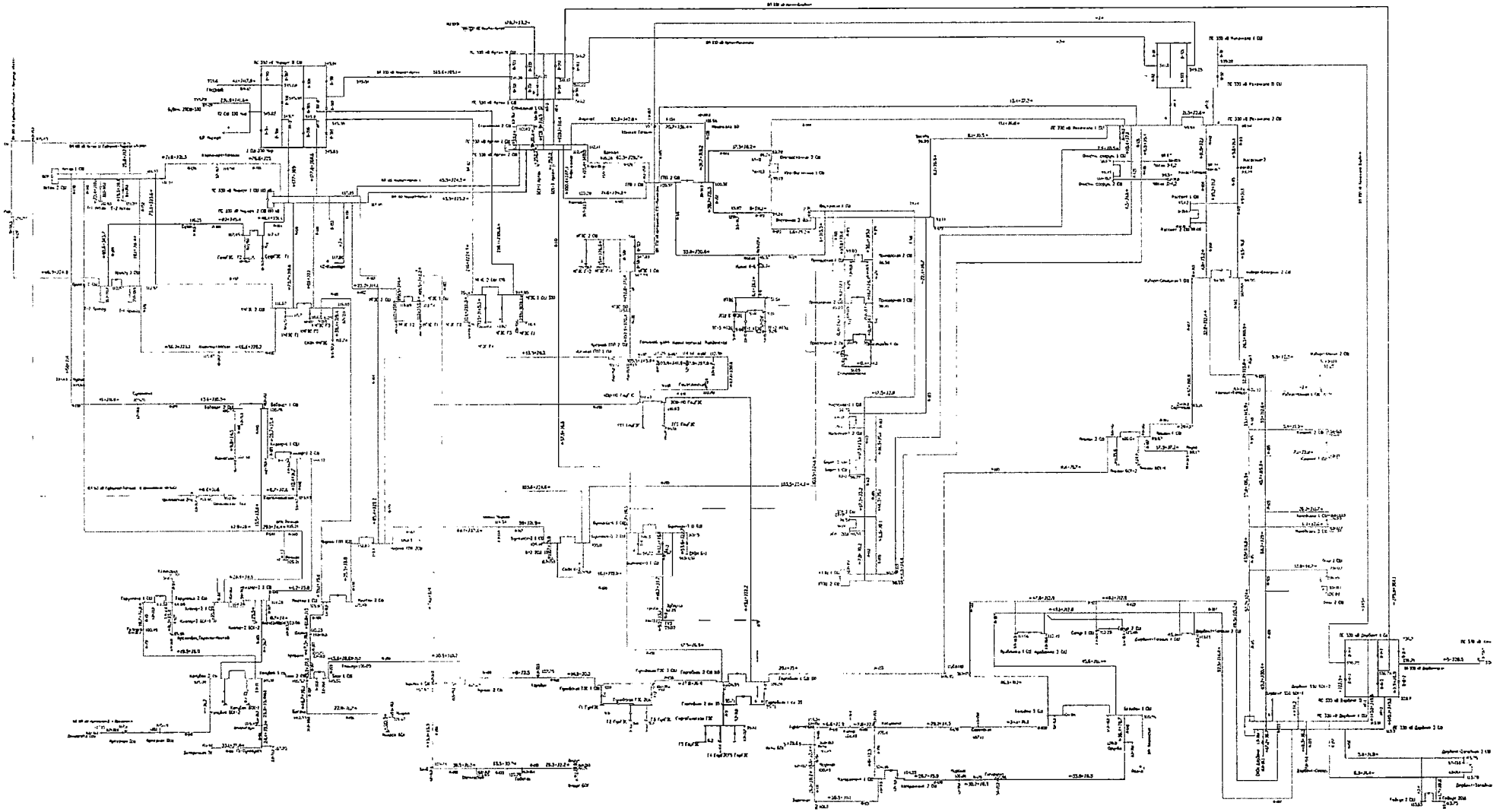


Рисунок 14.13 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

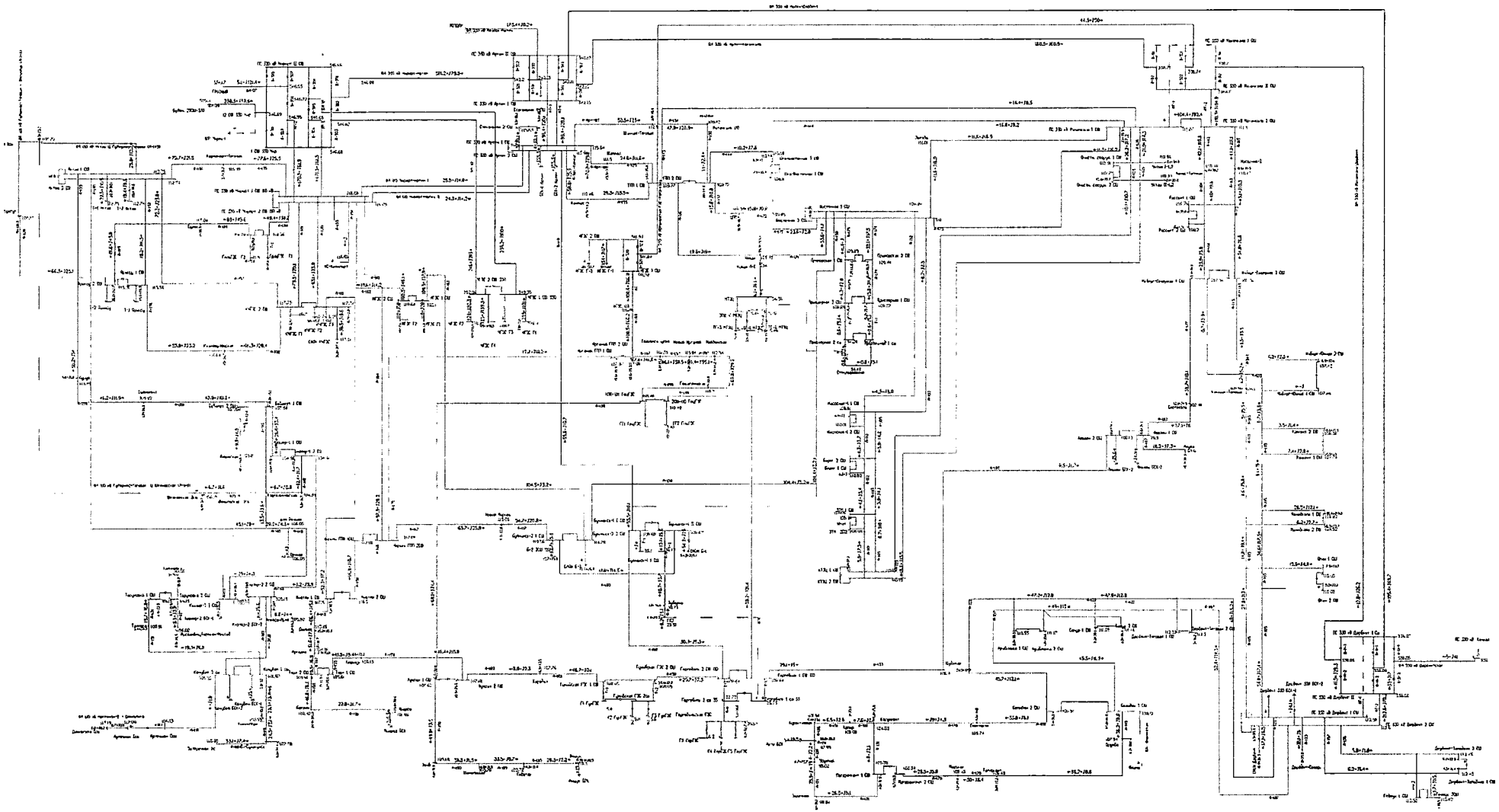


Рисунок 14.14 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

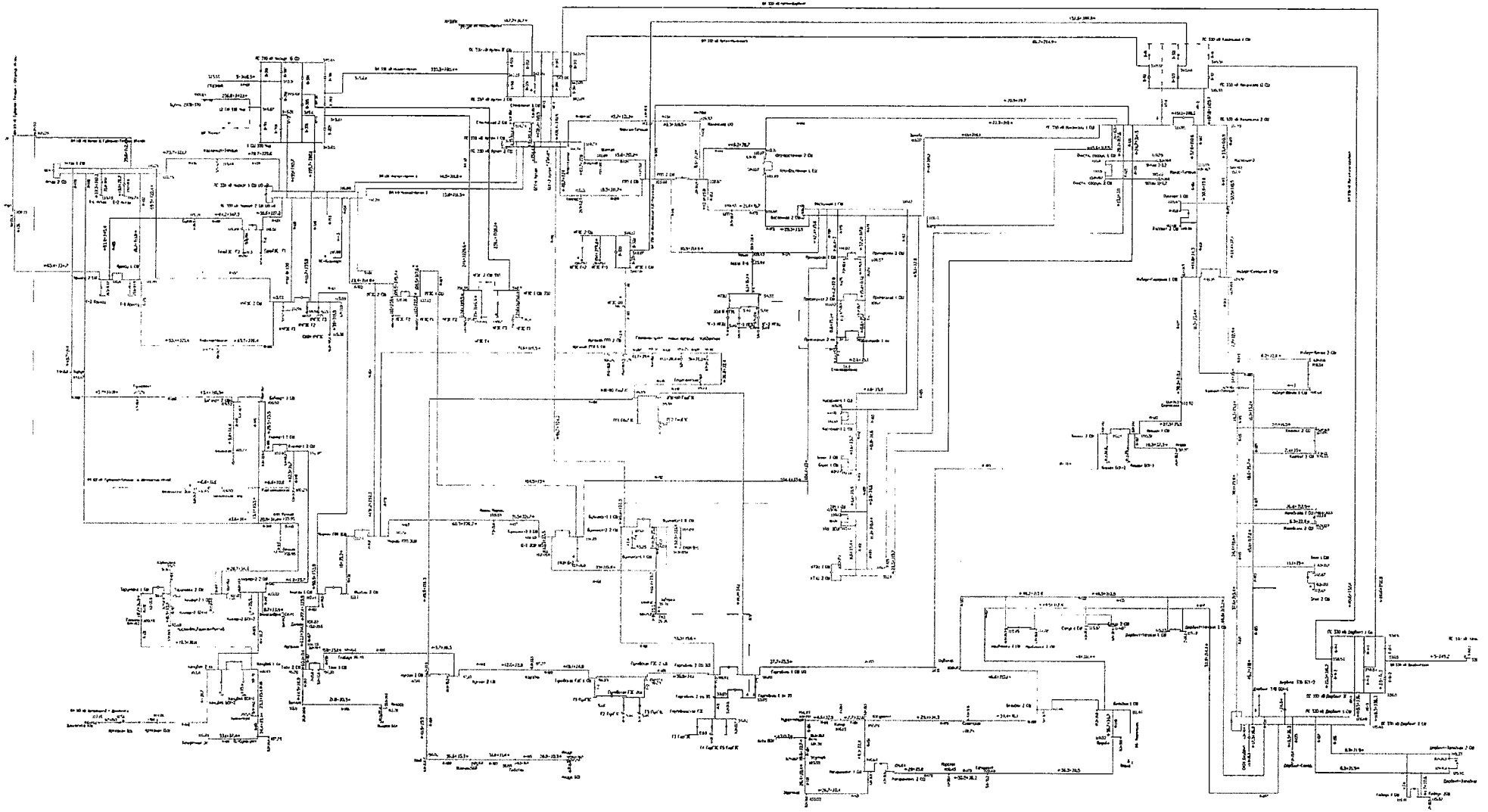


Рисунок 14.15 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

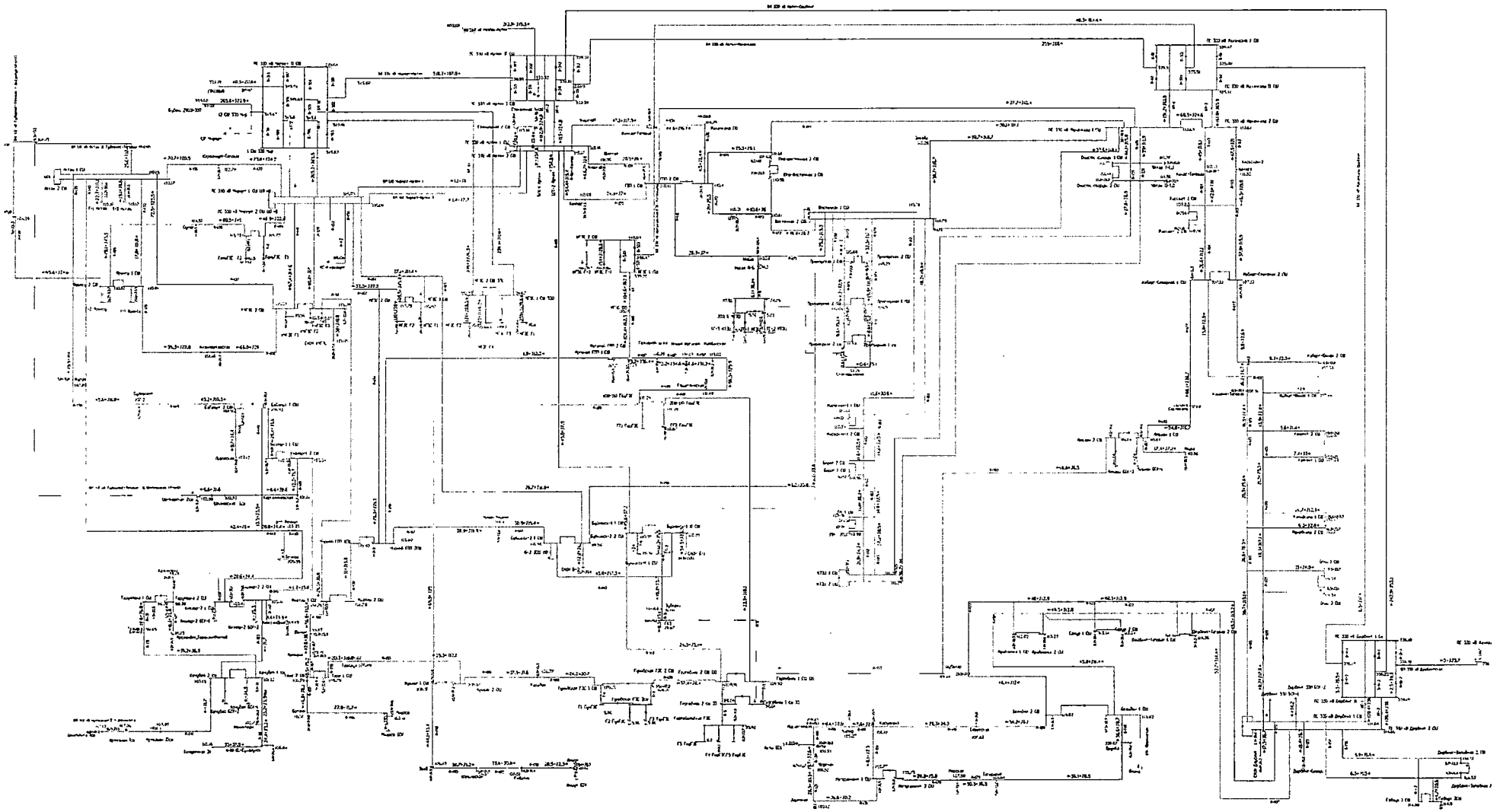


Рисунок 14.16Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Схема ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт. Нормальный режим.

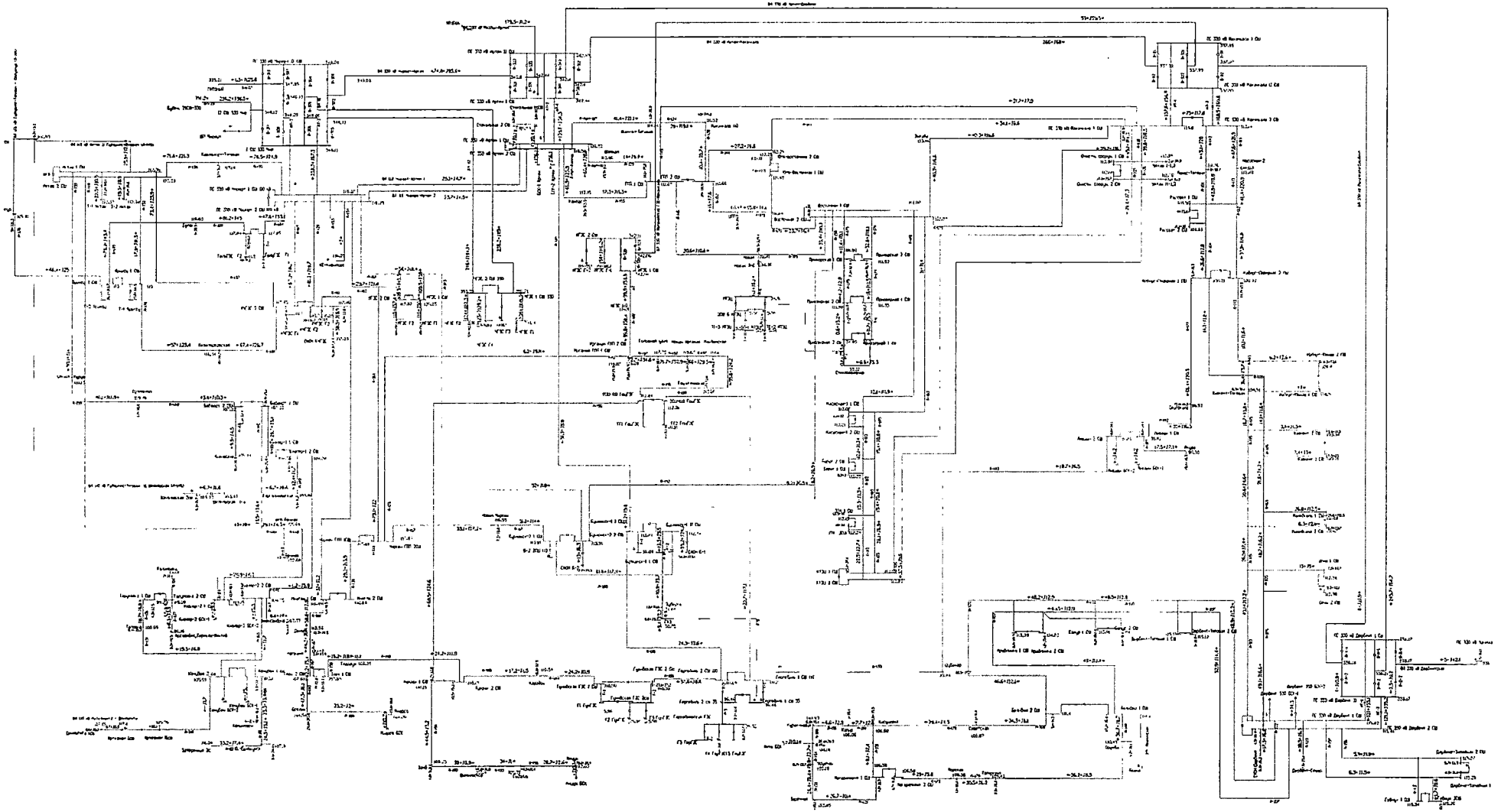


Рисунок 14.17 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

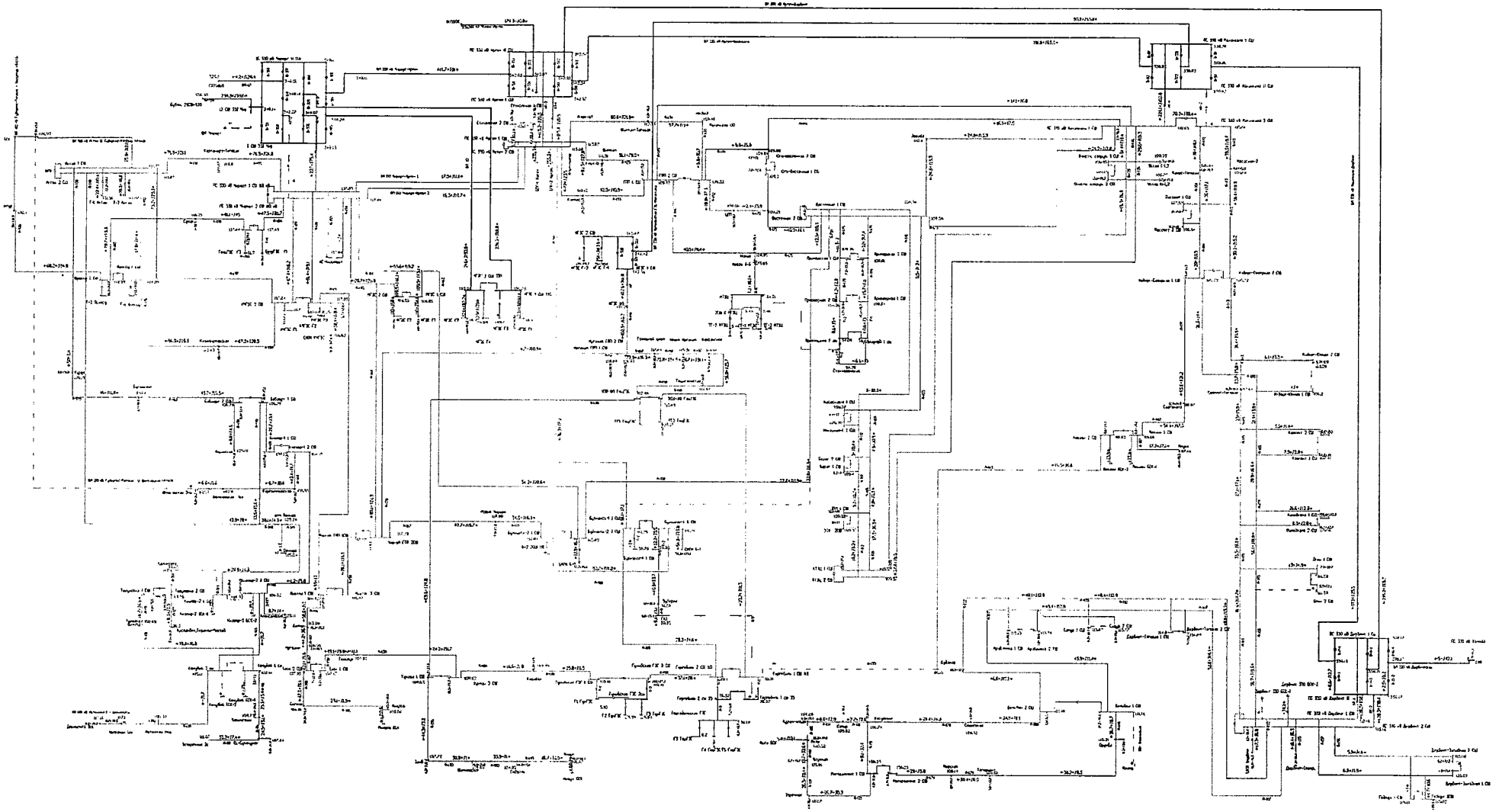


Рисунок 14.18 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чиркей.

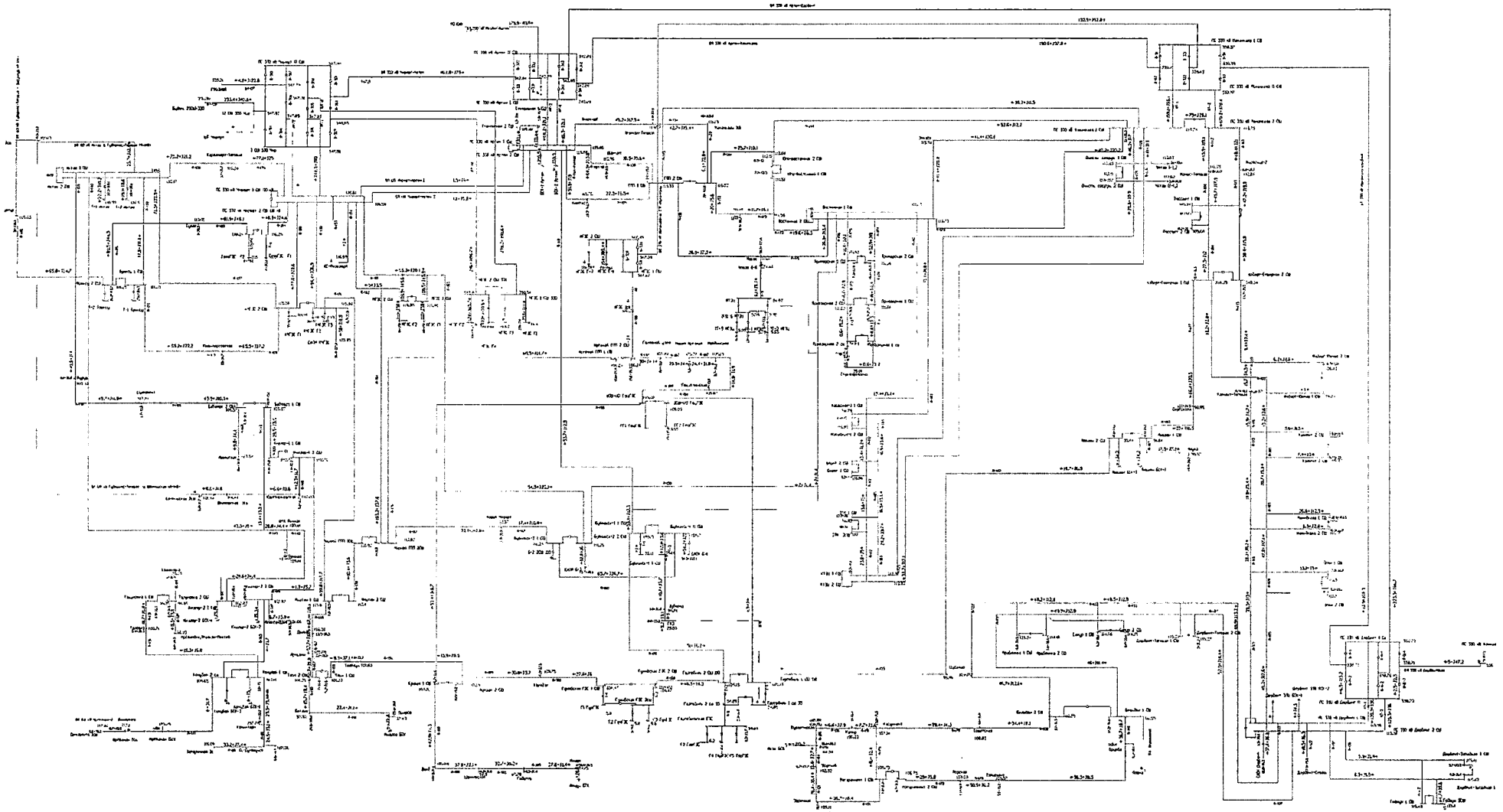


Рисунок 14.19 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

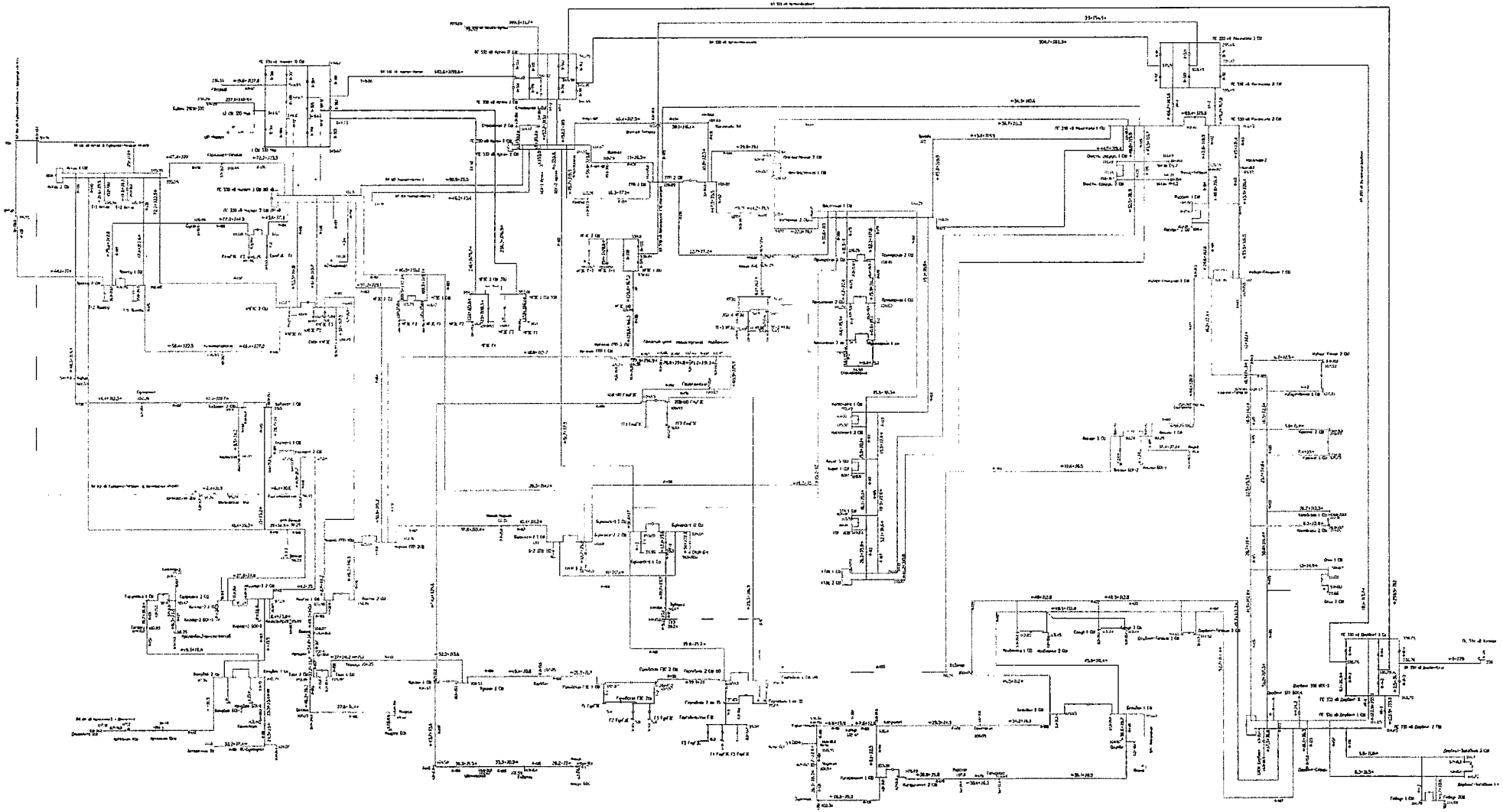


Рисунок 14.20 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

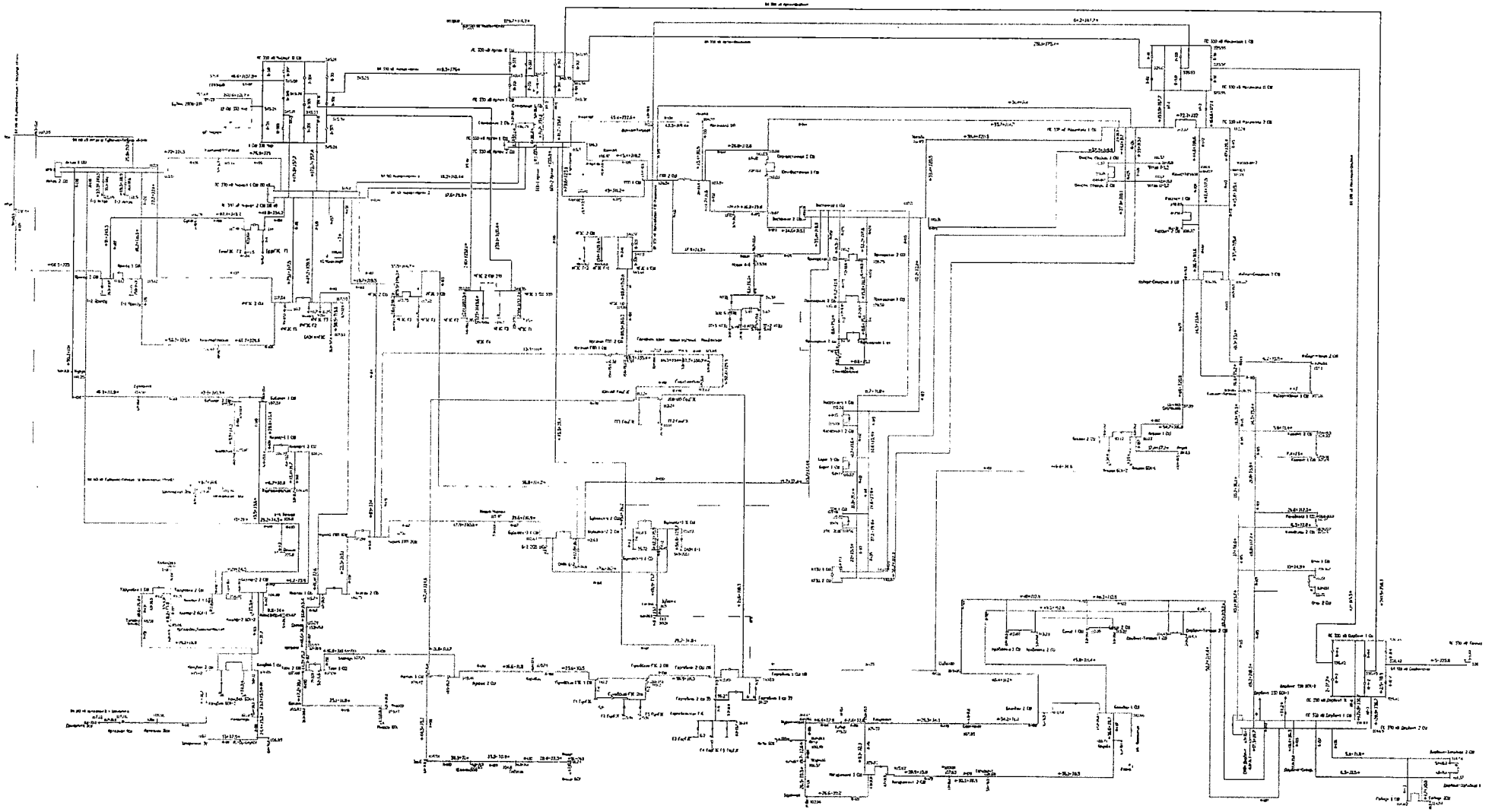


Рисунок 14.21 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал. Нормальный режим.

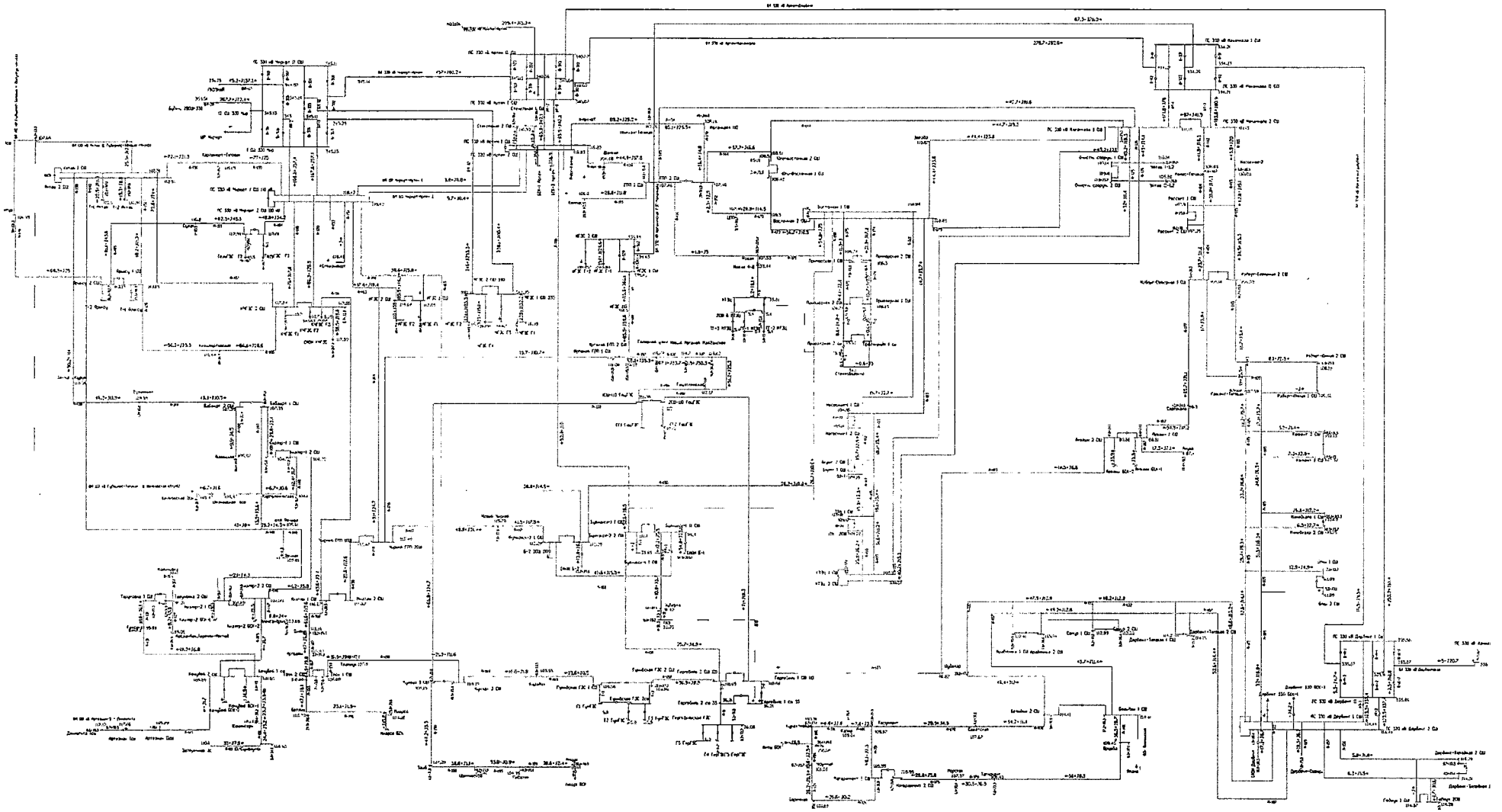


Рисунок 14.22 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Компас в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

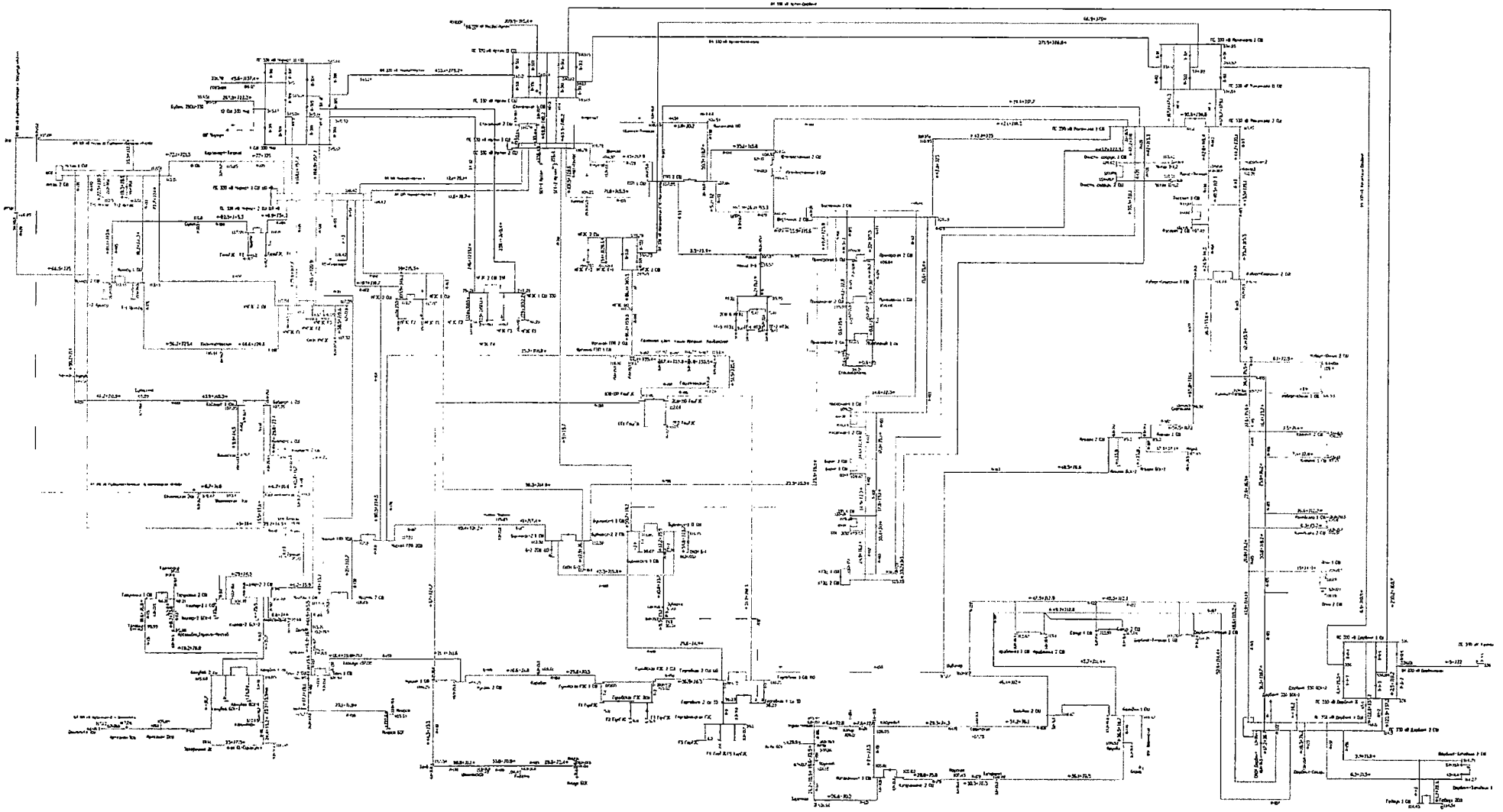


Рисунок 14.23 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

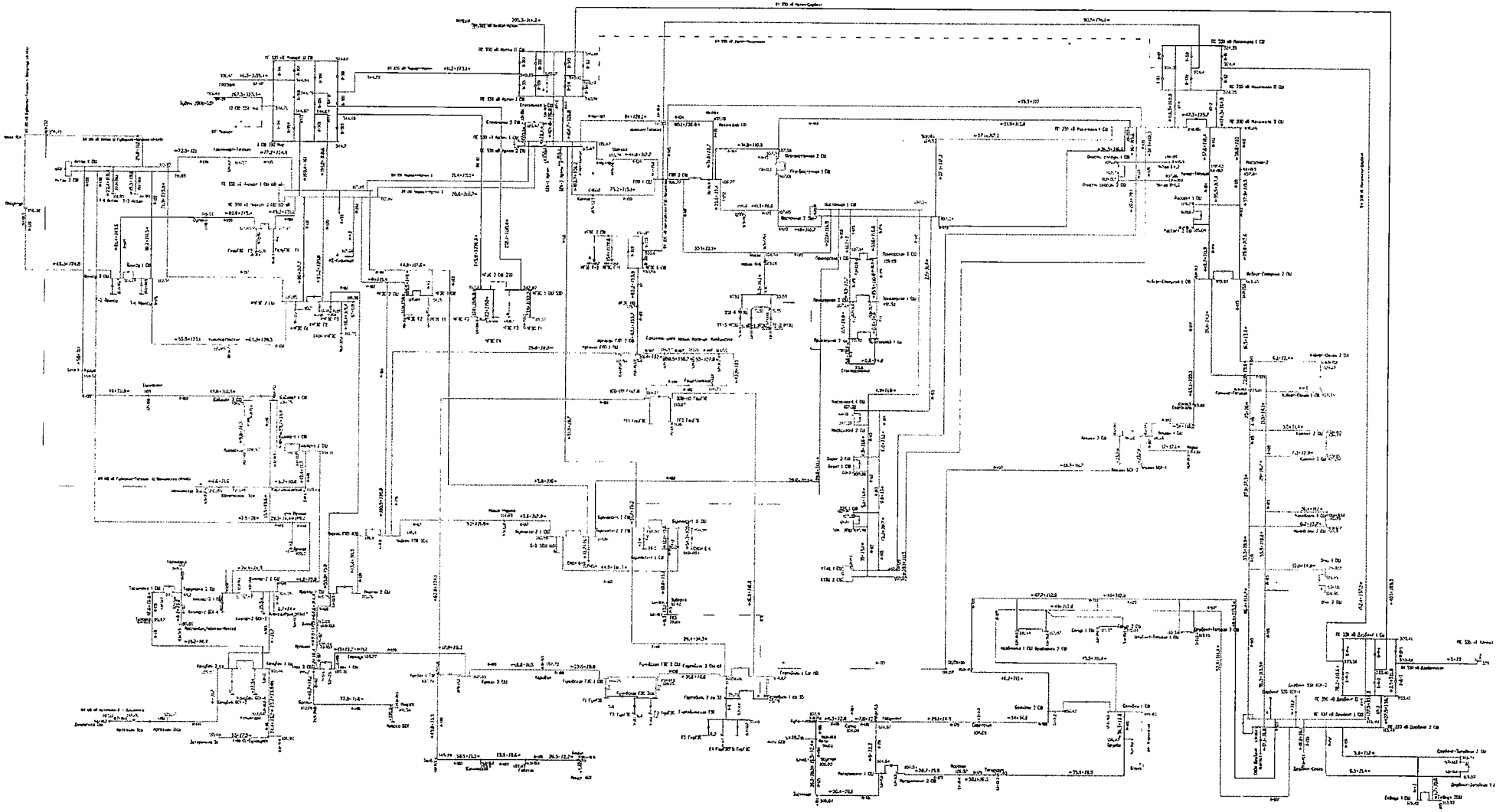


Рисунок 14.24 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

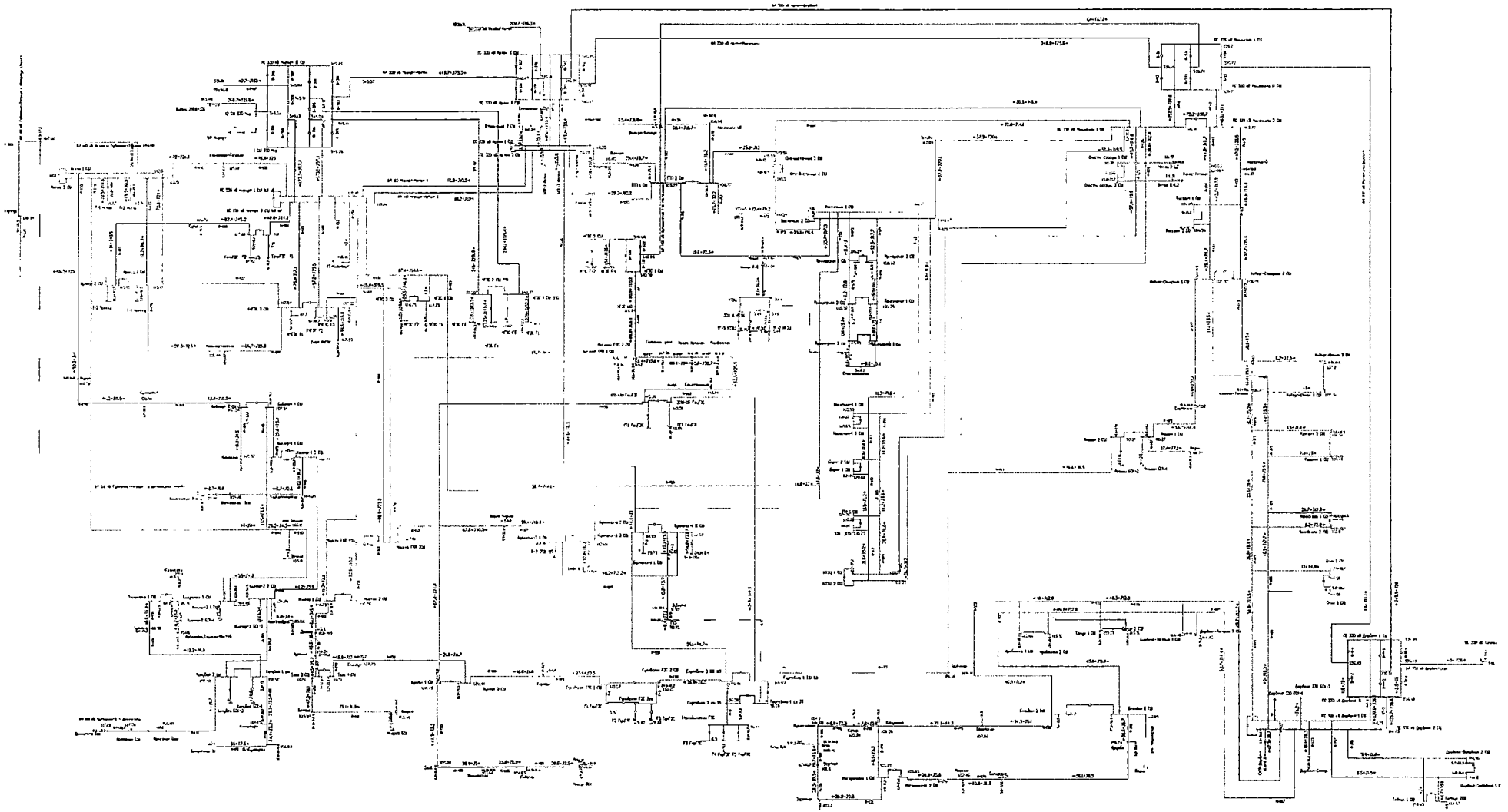


Рисунок 14.25 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас. Нормальный режим.

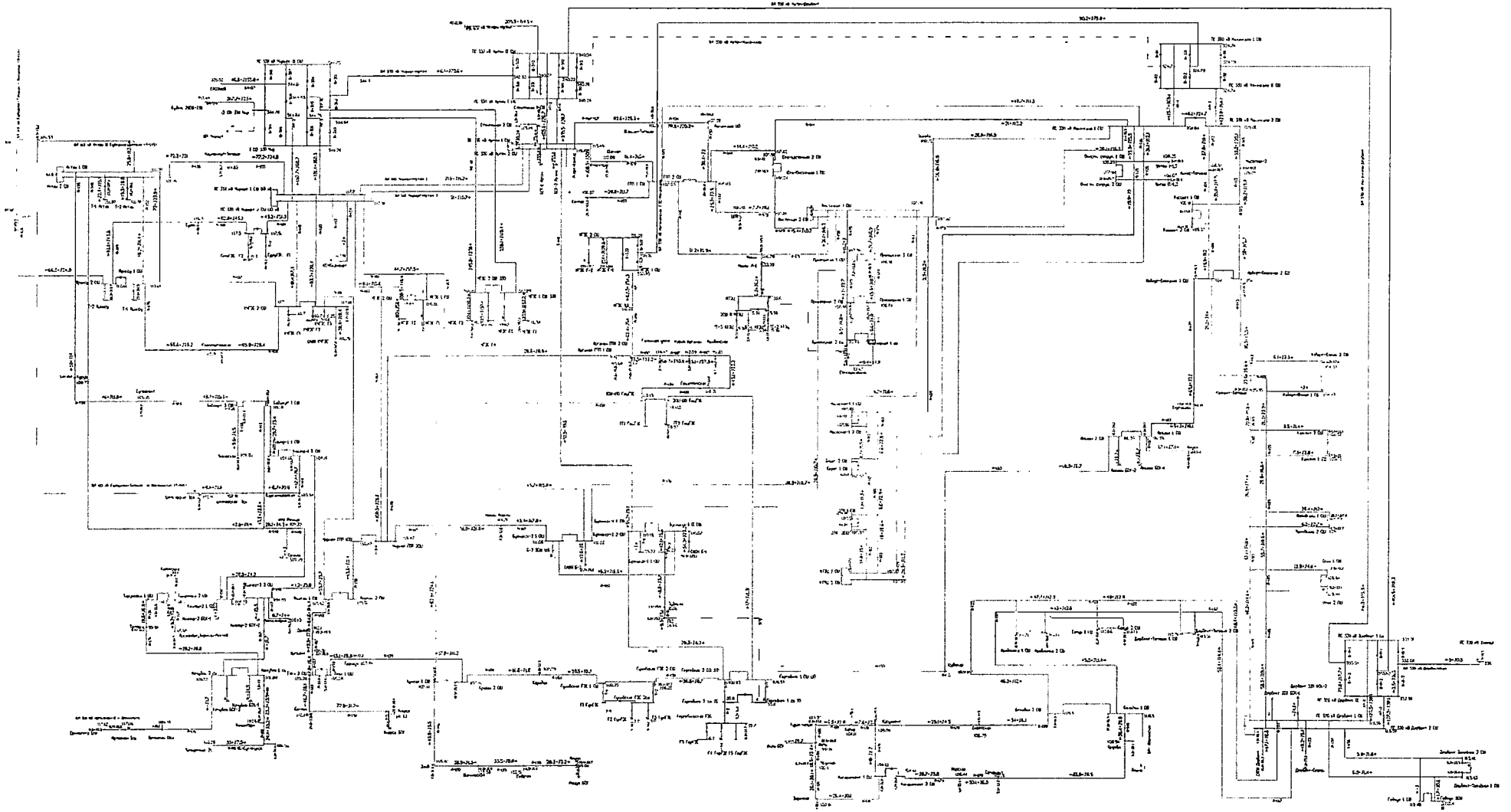


Рисунок 14.26 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас.

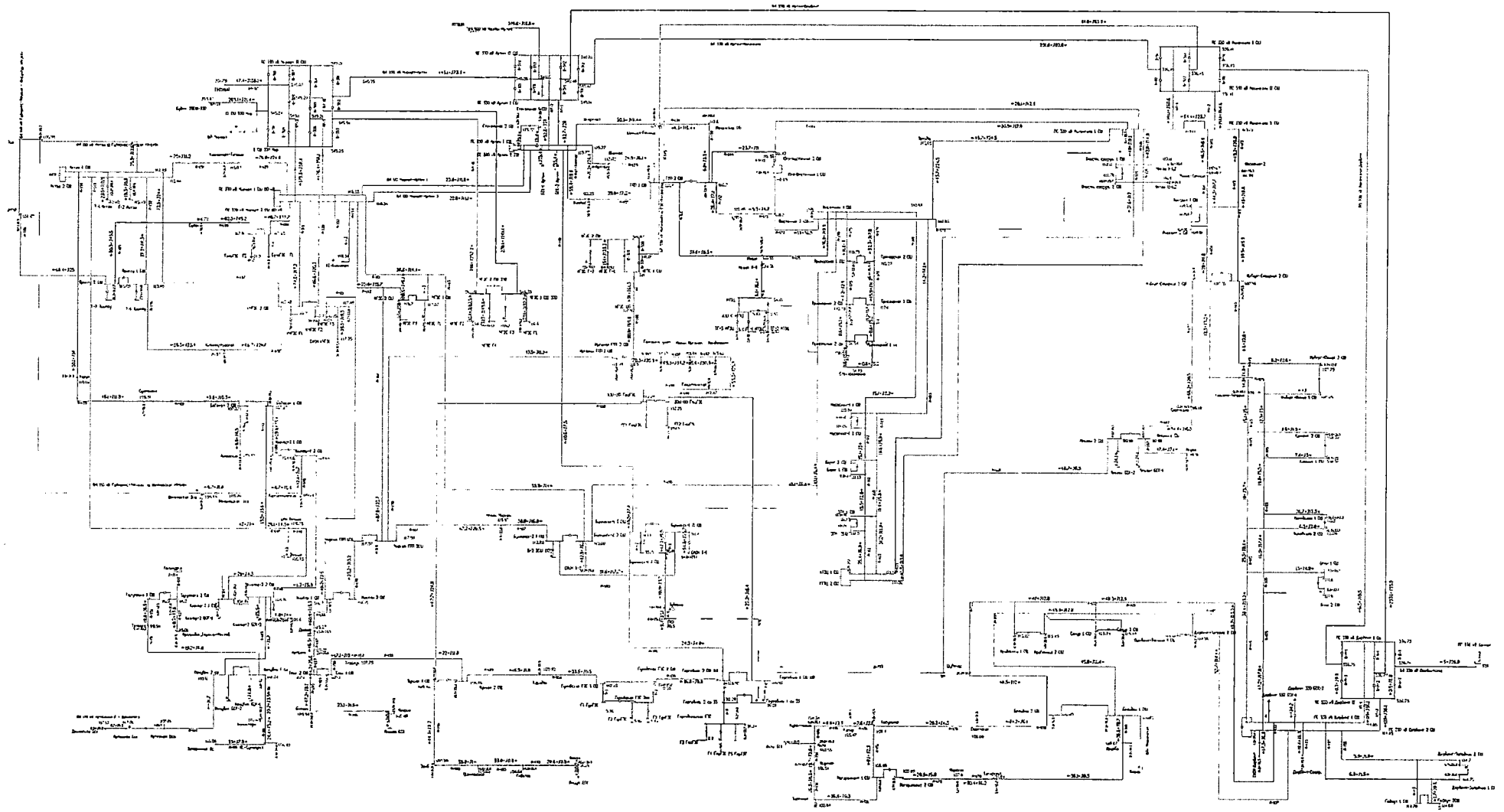


Рисунок 14.27 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173). Нормальный режим.

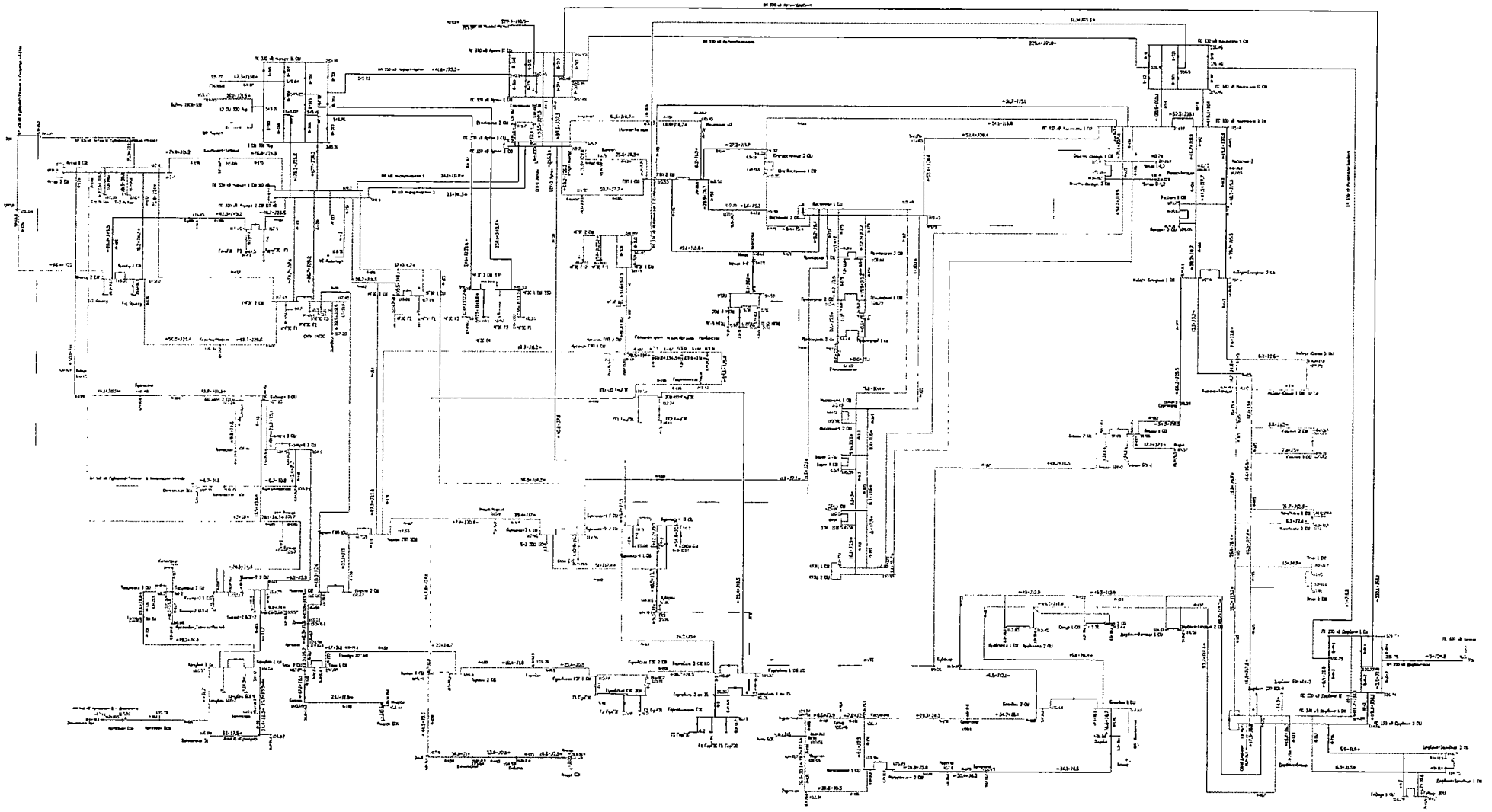


Рисунок 14.28 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

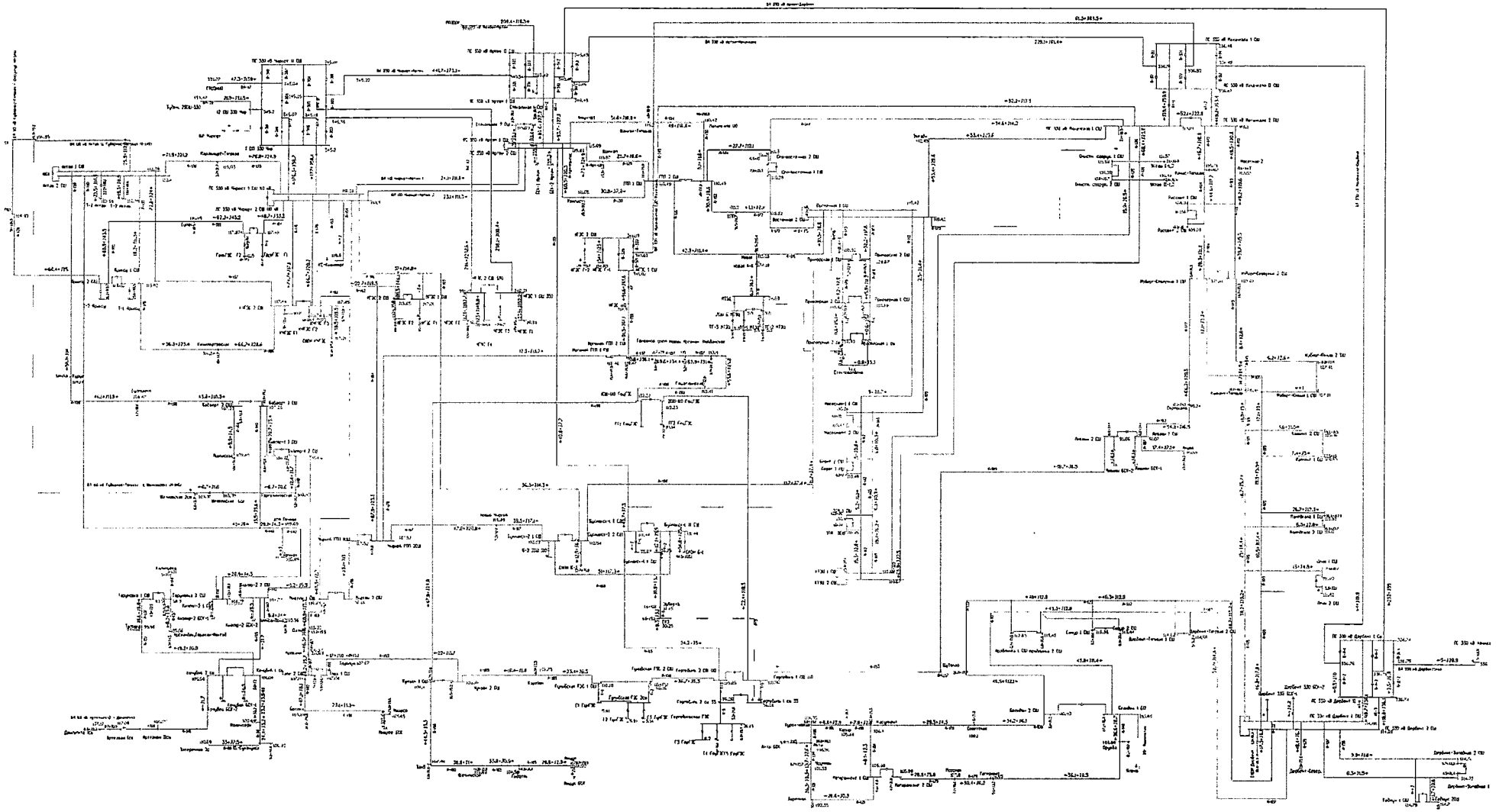


Рисунок 14.29 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

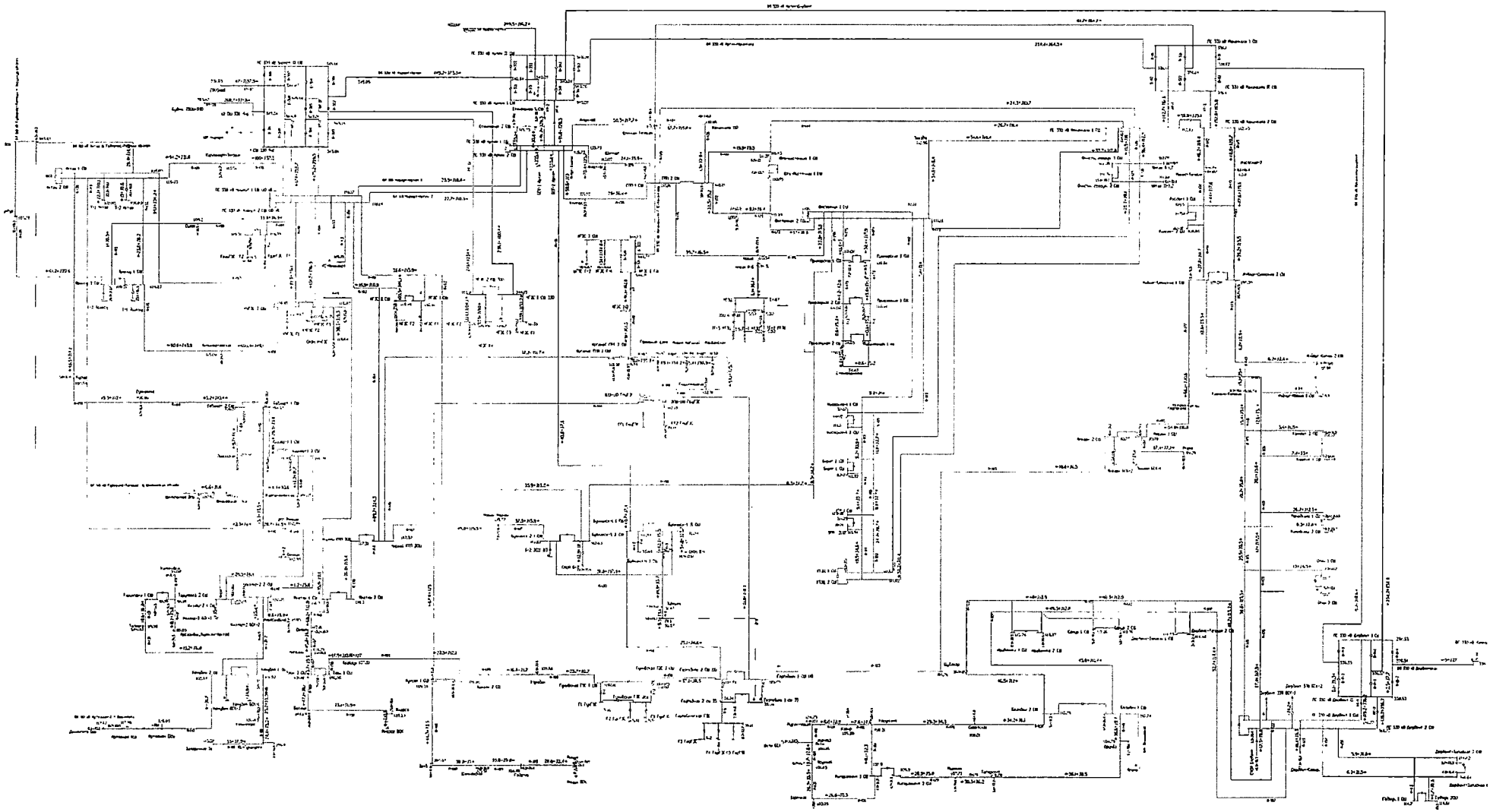


Рисунок 14.30 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199). Нормальный режим.

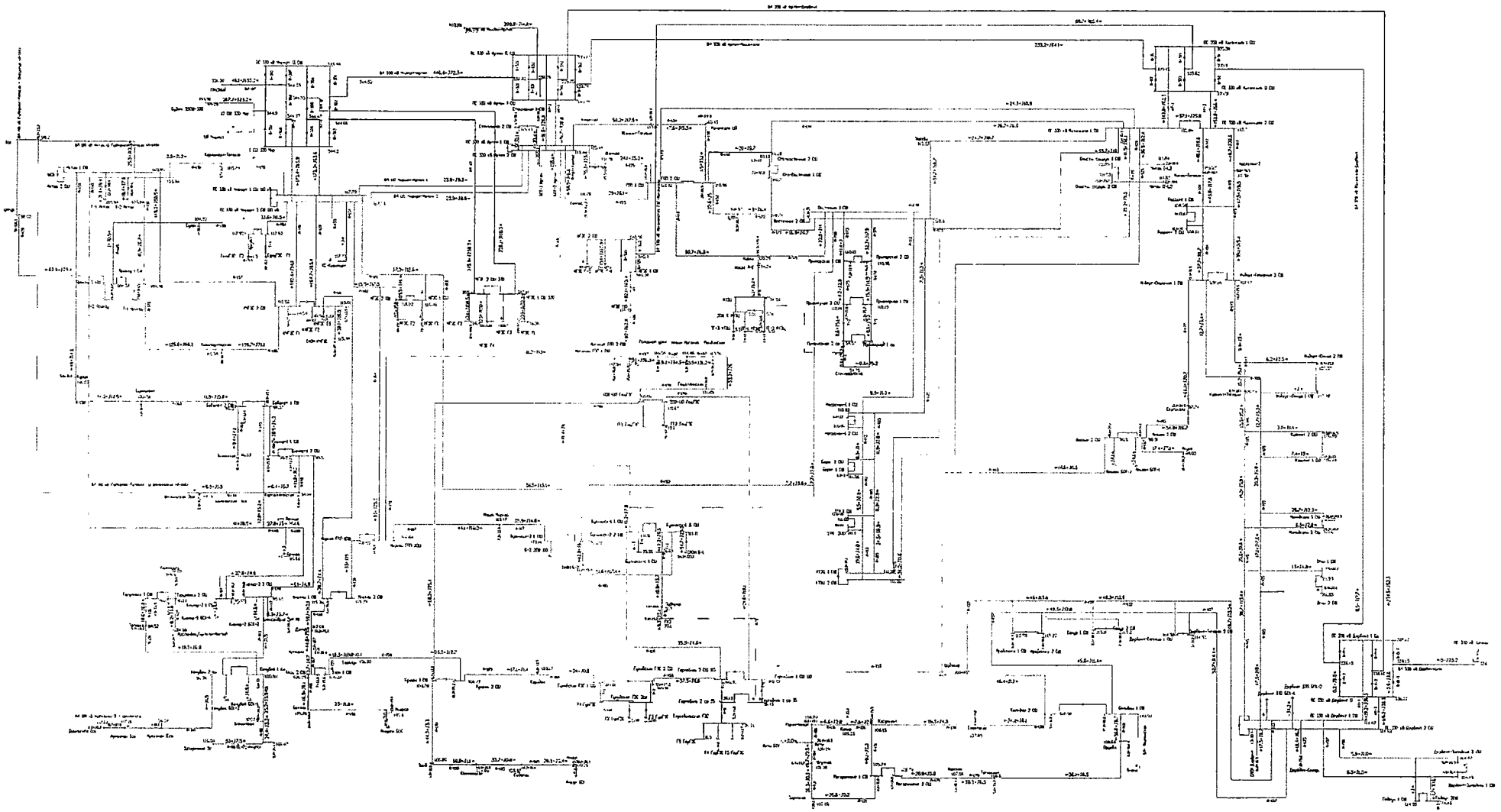


Рисунок 14.31 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

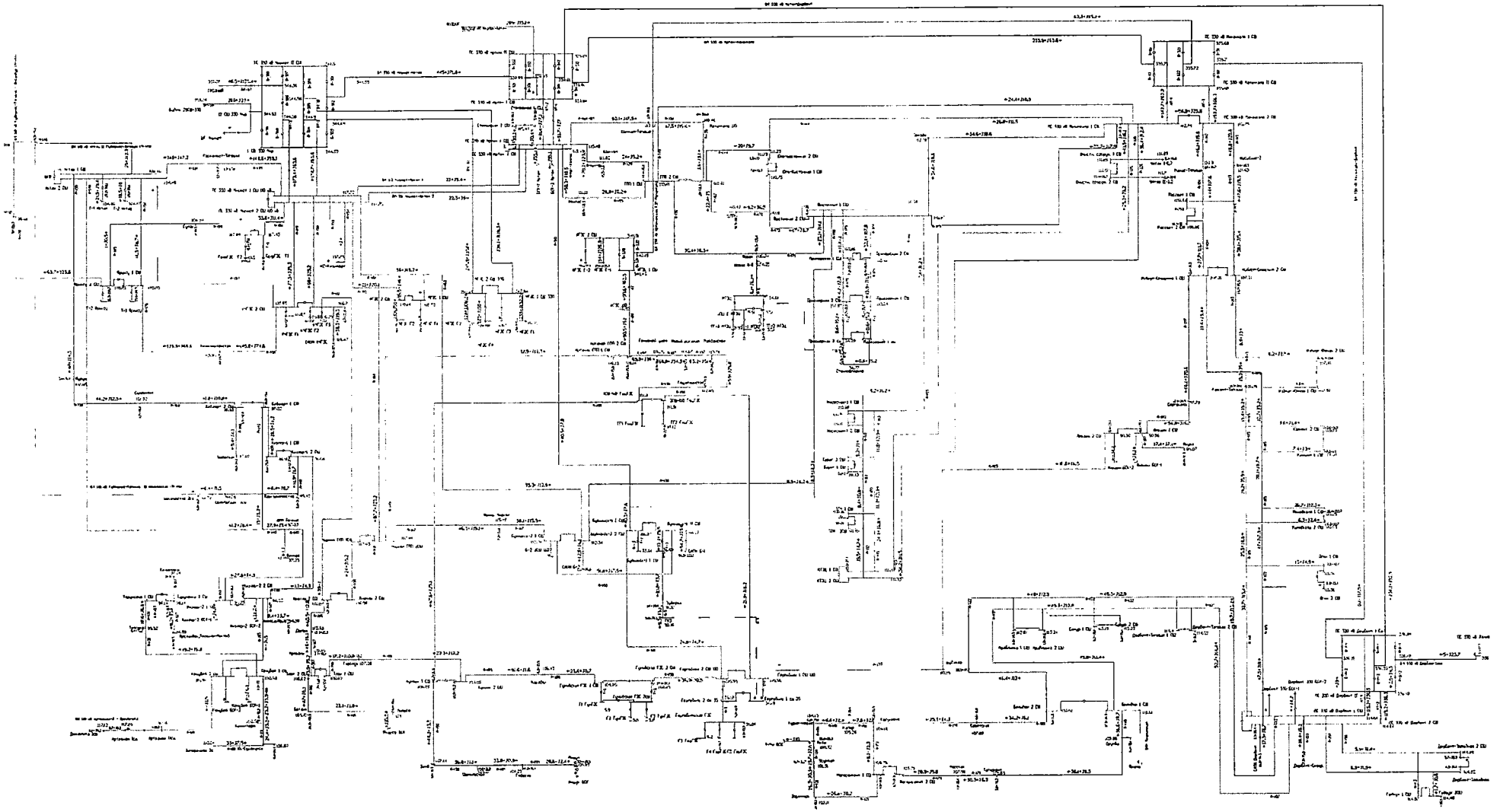


Рисунок 14.32 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

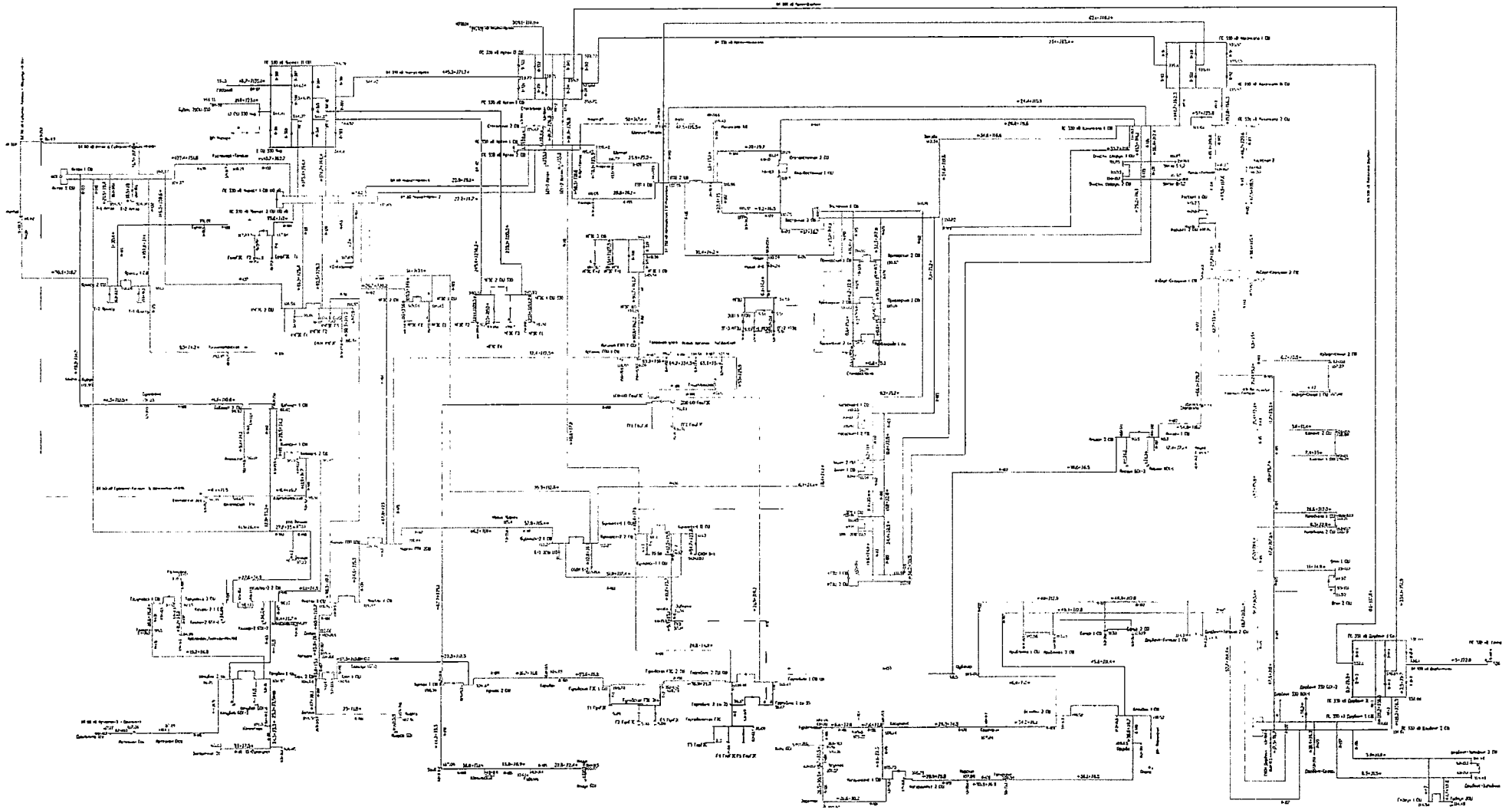


Рисунок 14.33 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

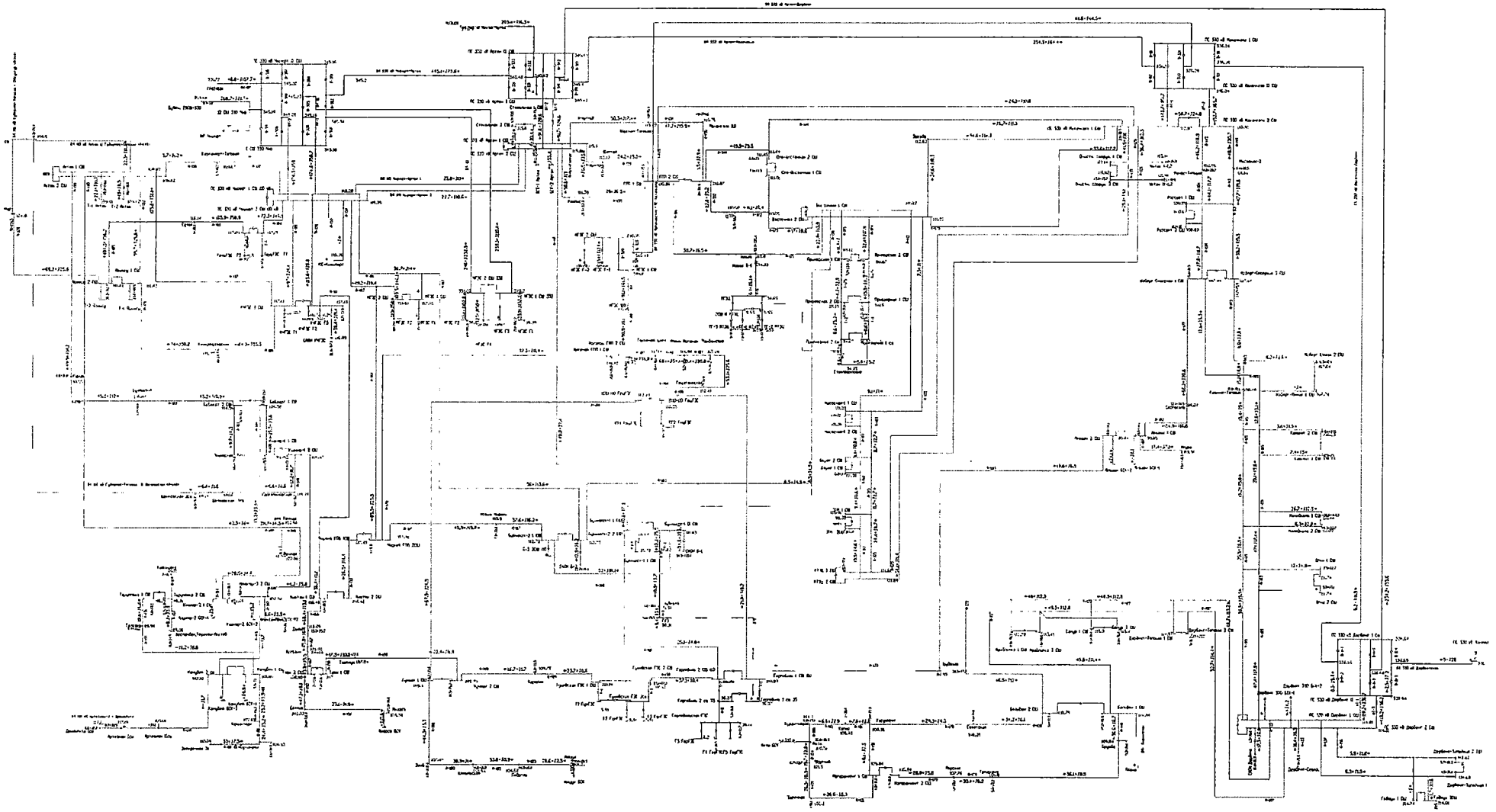


Рисунок 14.34 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135). Нормальный режим.

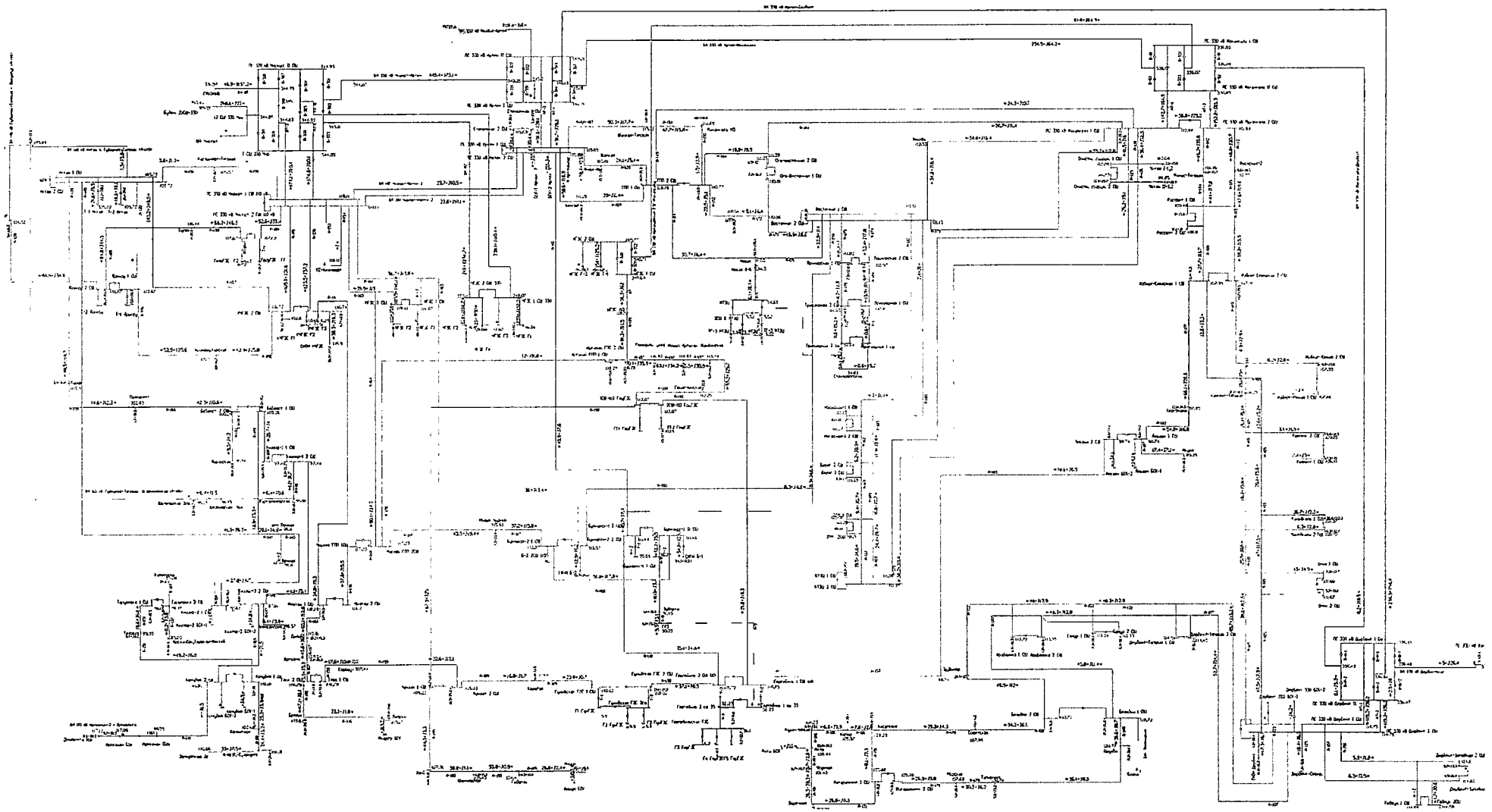


Рисунок 14.35 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

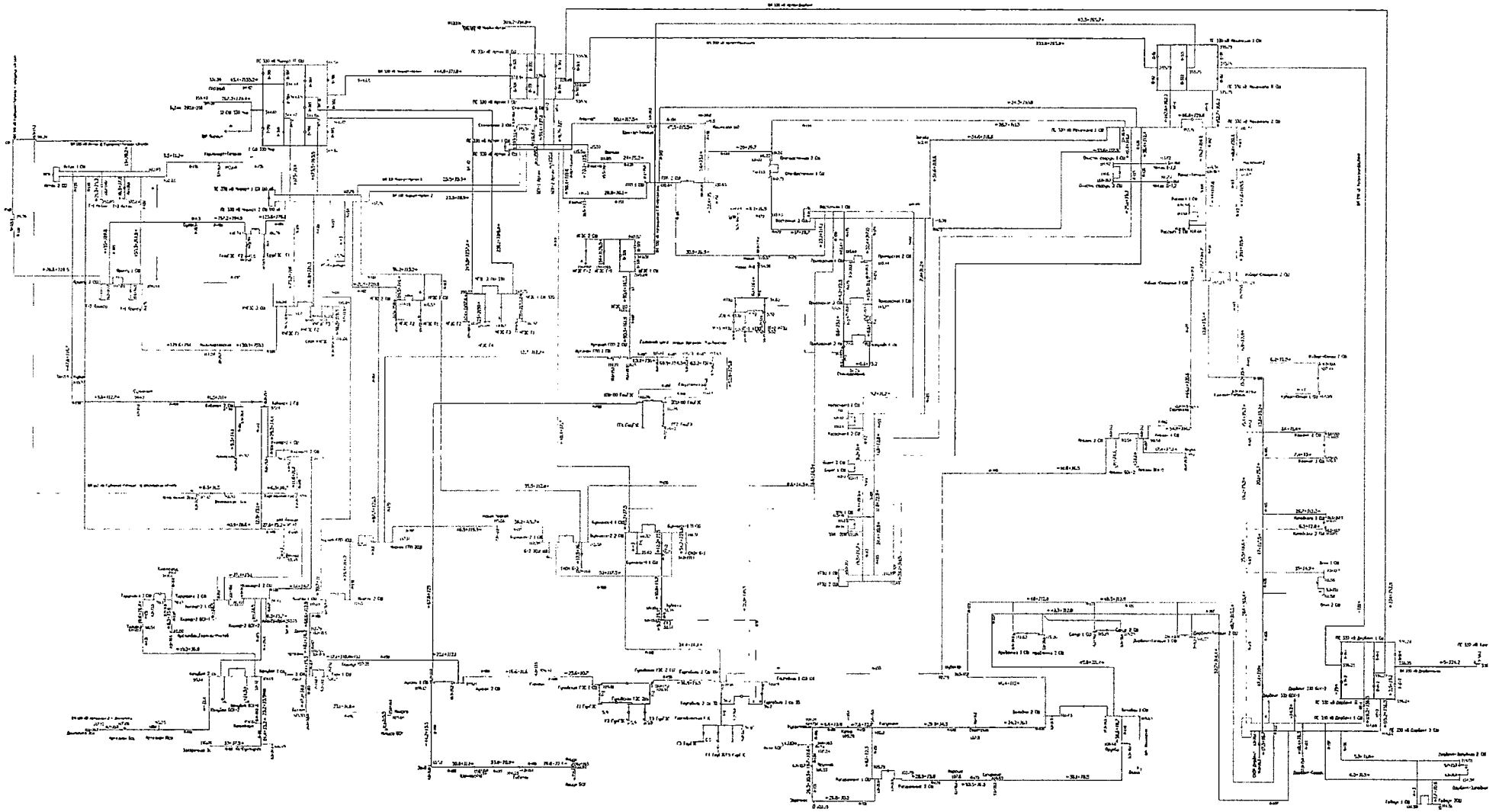


Рисунок 14.36 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

Приложение 15

Оптимистичный вариант.

Зимнийминимум2024 года. Температура окружающей среды – 9°С. Потребление 1033 МВт.

Нормальная схема

Таблица 15.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	400 400	342 411	342 411	503 600	503 600	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба		222	214	156	142	101,1	15.1.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107)	115	105	96		297	104,4	15.2.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)	115	104	96	297		104,7	15.3.

Таблица 15.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Уйташ-1	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	630 791	600 600	630 791	780 915	1200 1206	88,6 84,7	
Аварийное откл. 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала	475	456	365	643	1093	102,4	15.4.

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 15.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	1200 1406	1200 1406	630 791	600 600	630 791	780 915	1200 1206	503 600	503 600	88.6 84,7	
Нормальный режим	924	425	314	274	229	516	995	232	163	97,0	15.5.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала		541	537	525	417	802*	1334*	356	269	84,2	15.6.

*-перегруз и недопустимые снижения напряжений ликвидируются загрузкой ГЭС.

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 15.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	780 915	808 839	1200 1206	630 791	630 791	88,6 84,7	
Нормальный режим	574	605	1511*	100	98	102,5	15.7.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем	679	638	1201*	27	26	108,5	15.8.
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	539	[illegible]	1361*	109	106	105,2	15.9.

*-перегруз ликвидируются загрузкой ГЭС.

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 15.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	581 600	581 600	600 600	600 600	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)		551	505	57	101,3	15.10.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	543		511	62	101,9	15.11.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	523	533		410	102,0	15.12.

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 15.6

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	581 600	600 600	600 600	600 600	787 946	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	532	203	[illegible]	312	316	102,1	15.13.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	[illegible]	473	563	580	585	100,5	15.14.

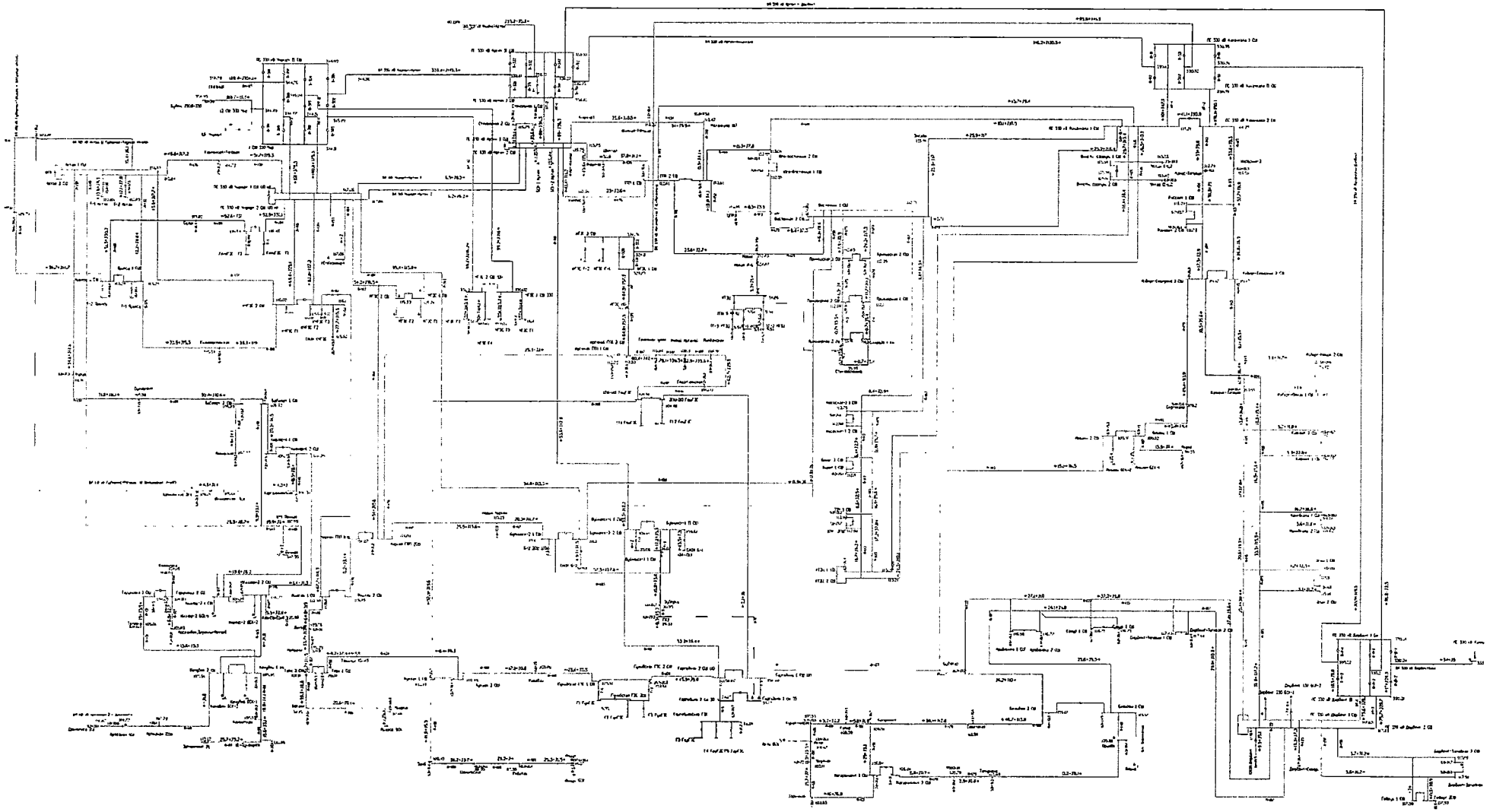


Рисунок 15.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимнийминимум2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

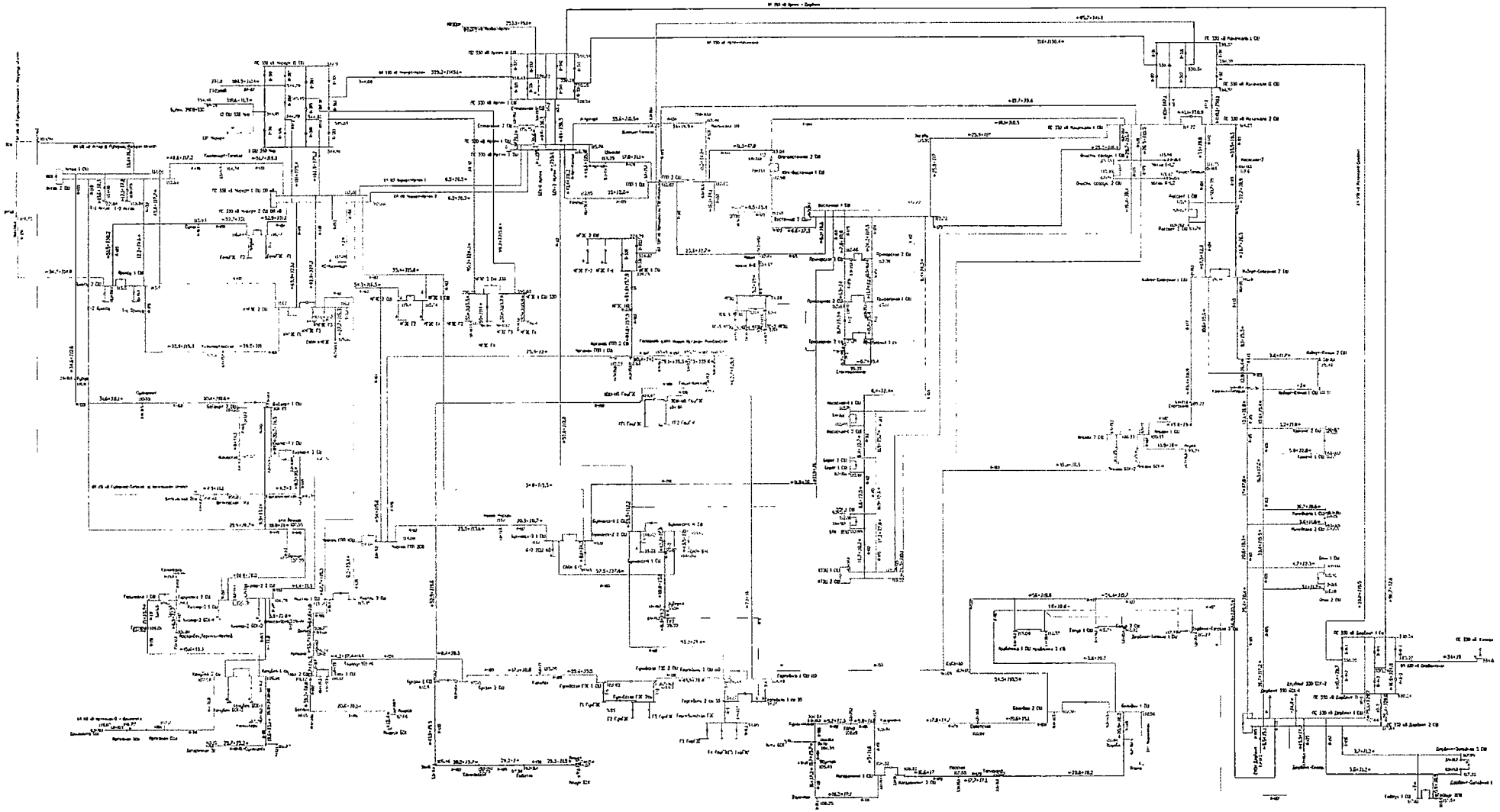


Рисунок 15.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимнийминимум2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) в нормальной схеме.

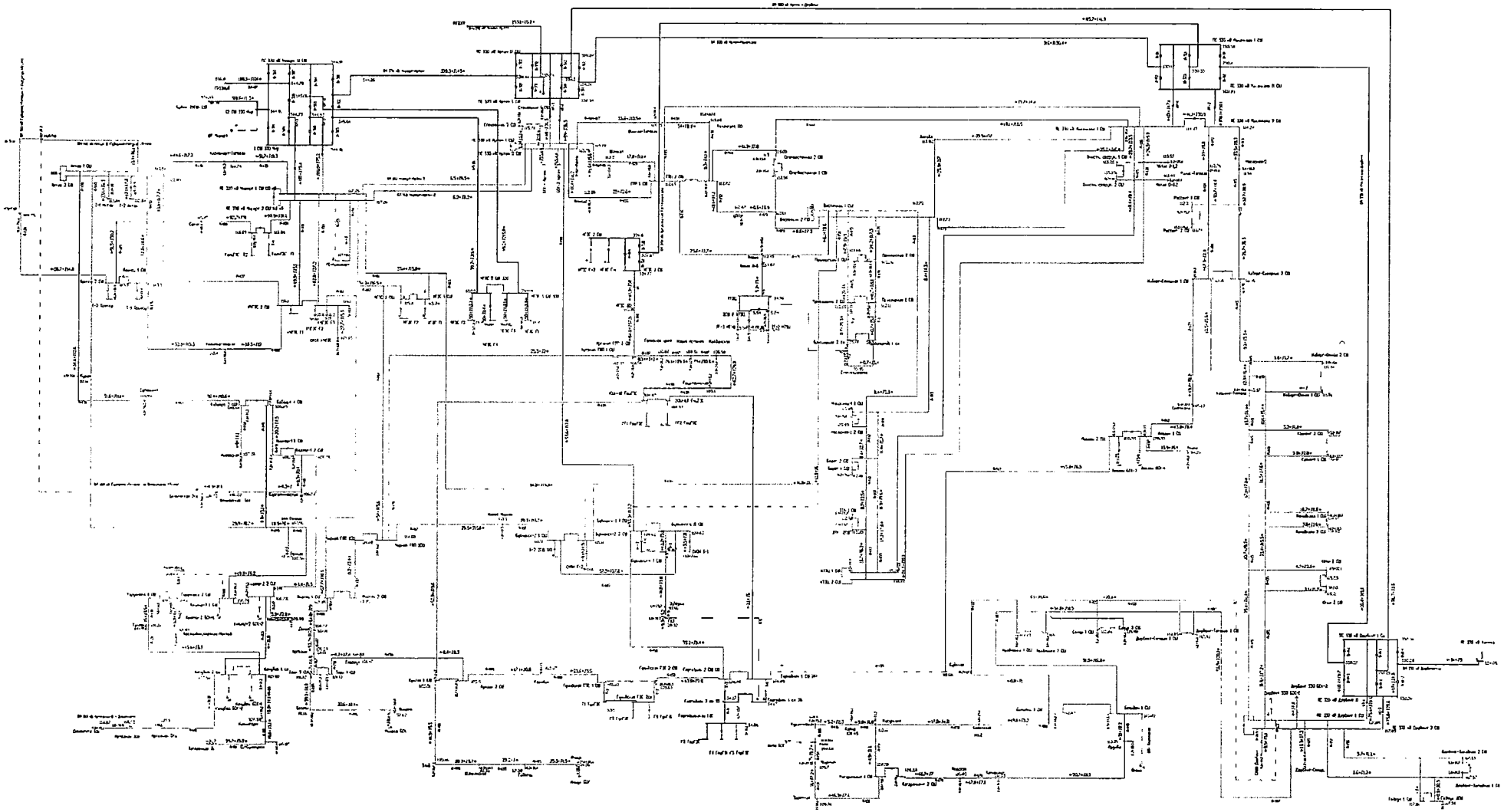


Рисунок 15.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимнийминимум2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) в нормальной схеме.

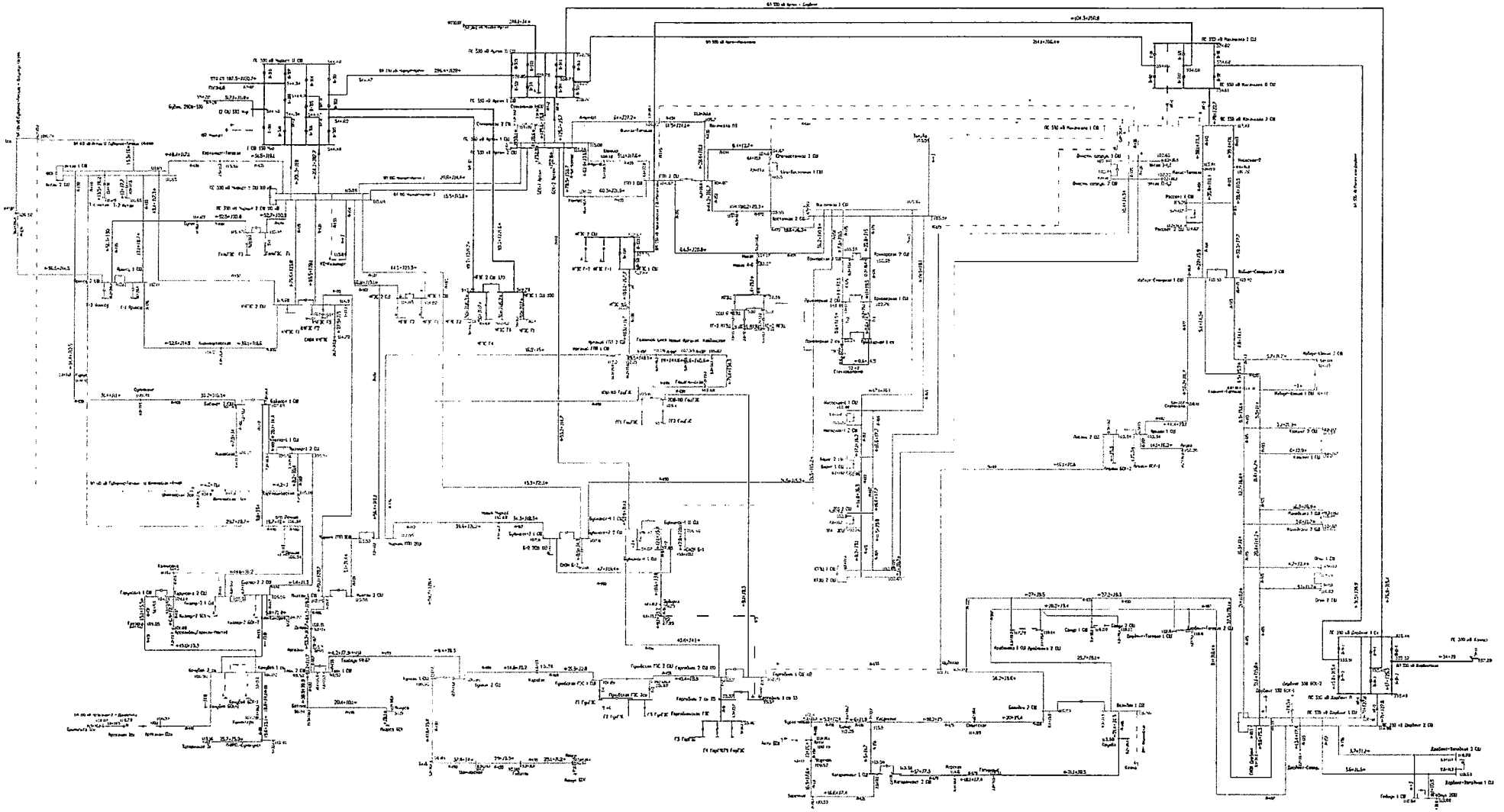


Рисунок 15.4 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимнийминимум2024 г. Аварийное отключение 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме.

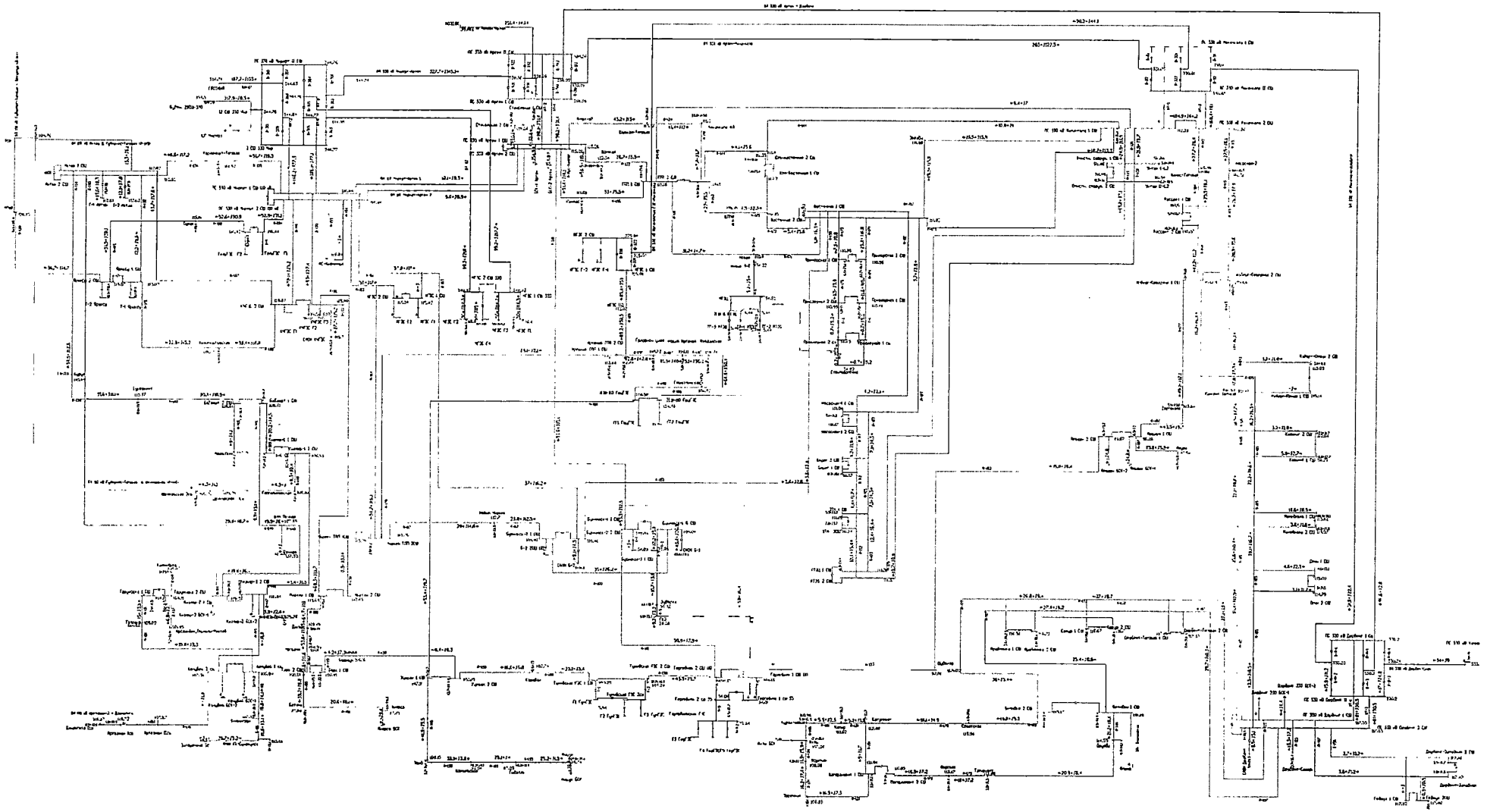


Рисунок 15.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимнийминимум2024 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

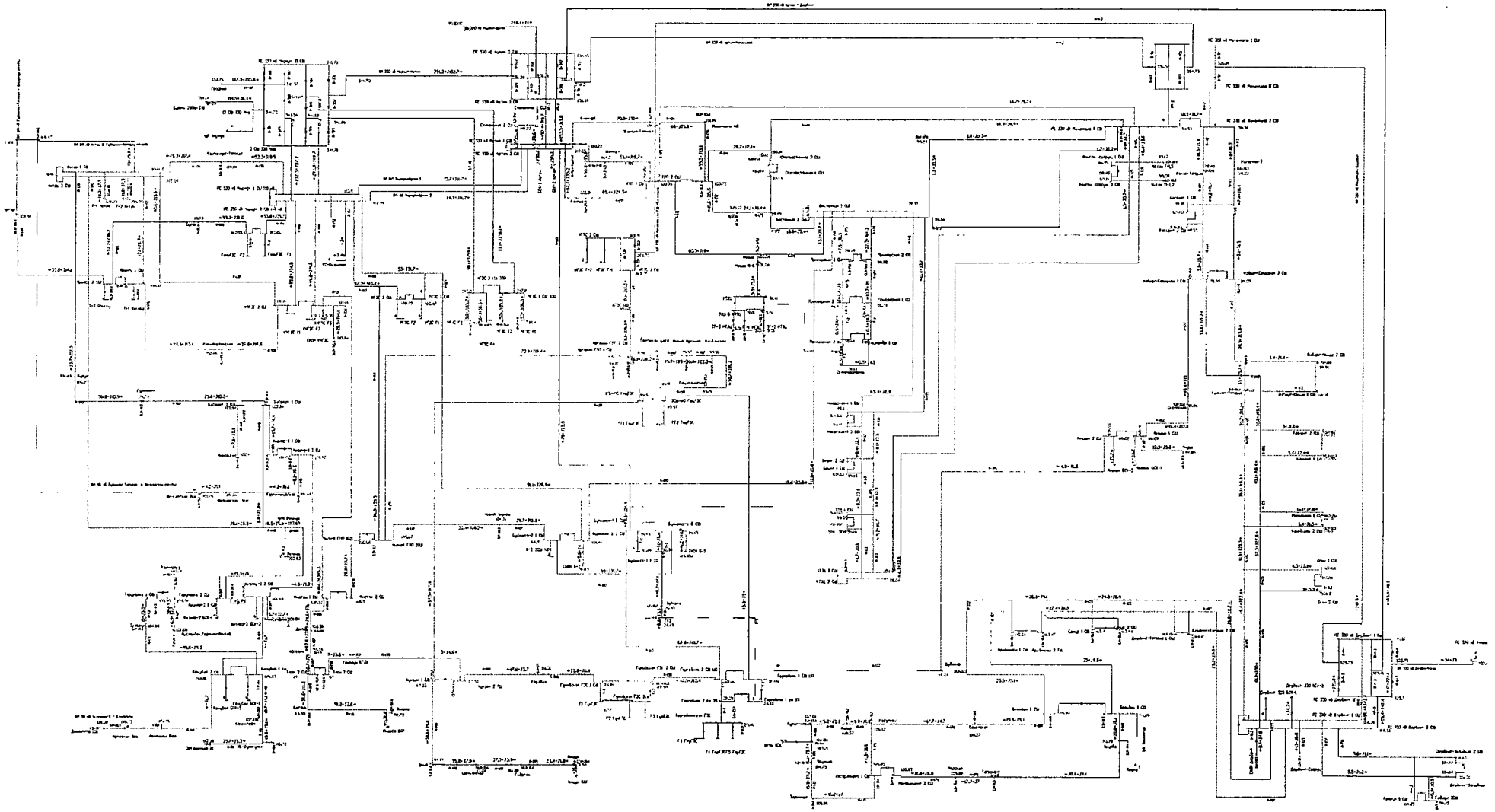


Рисунок 15.6 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимнийминимум2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

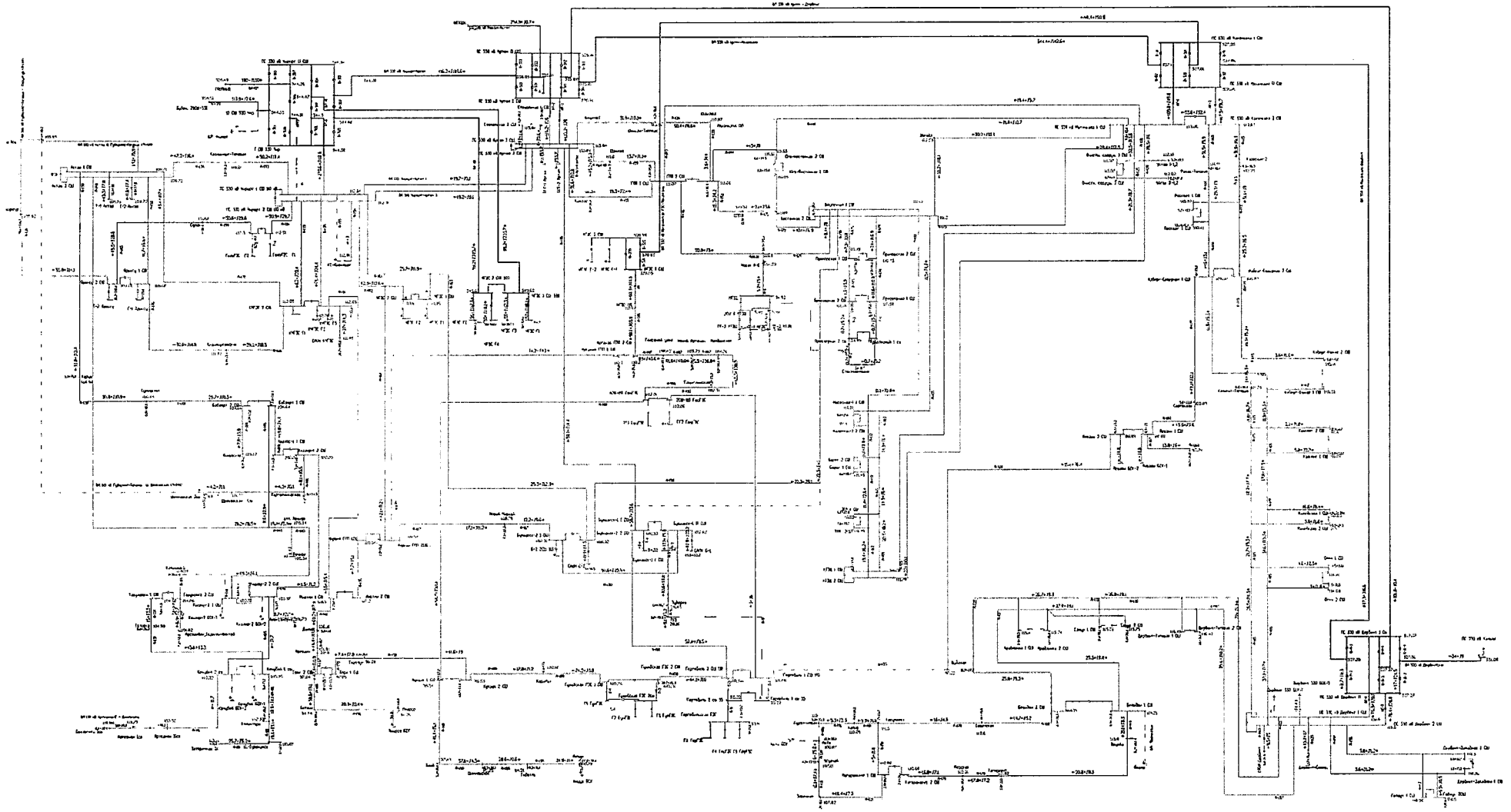


Рисунок 15.7Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимнийминимум2024 г. Схема ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чиркорт. Нормальный режим.

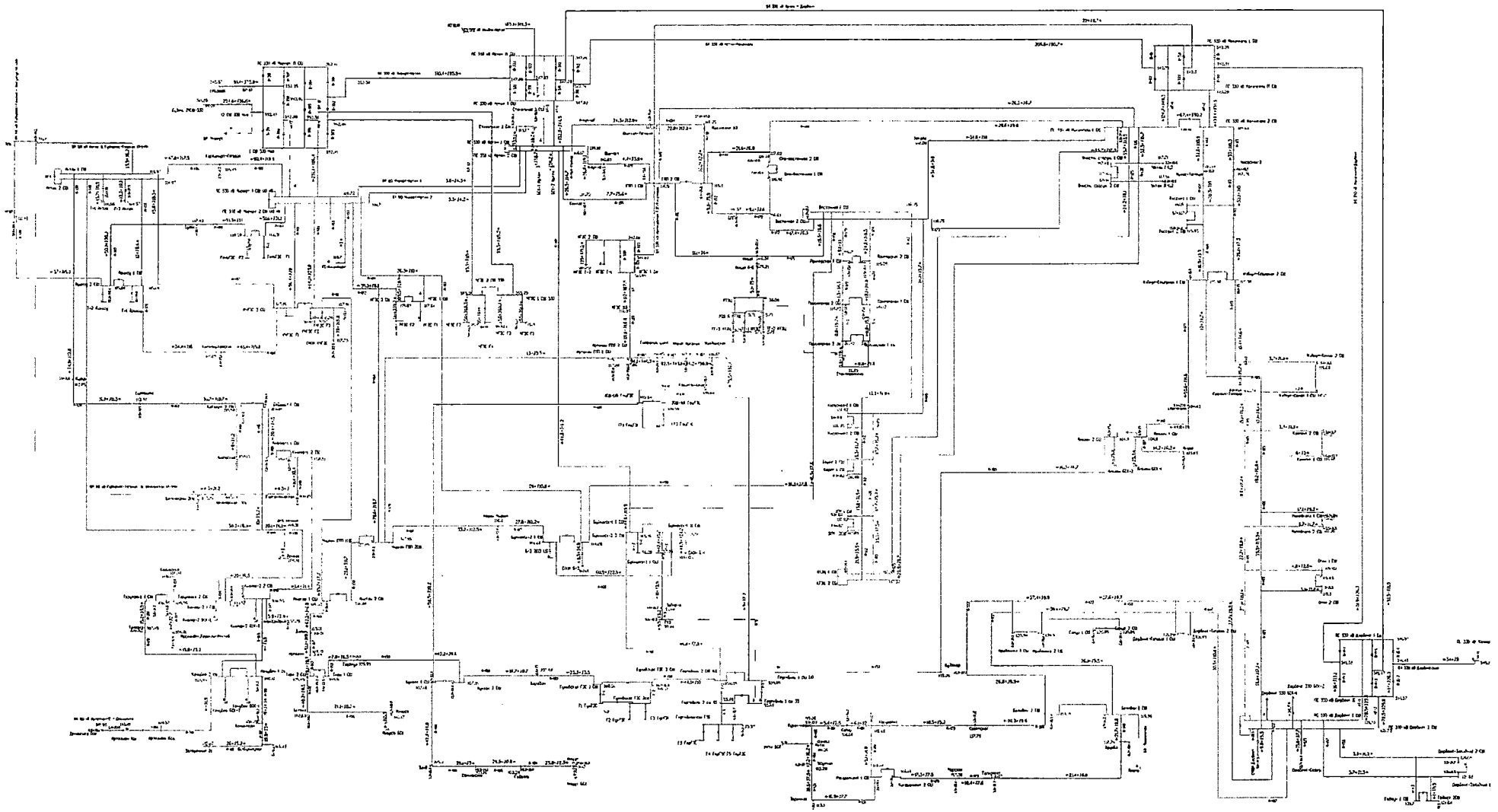


Рисунок 15.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимнийминимум2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

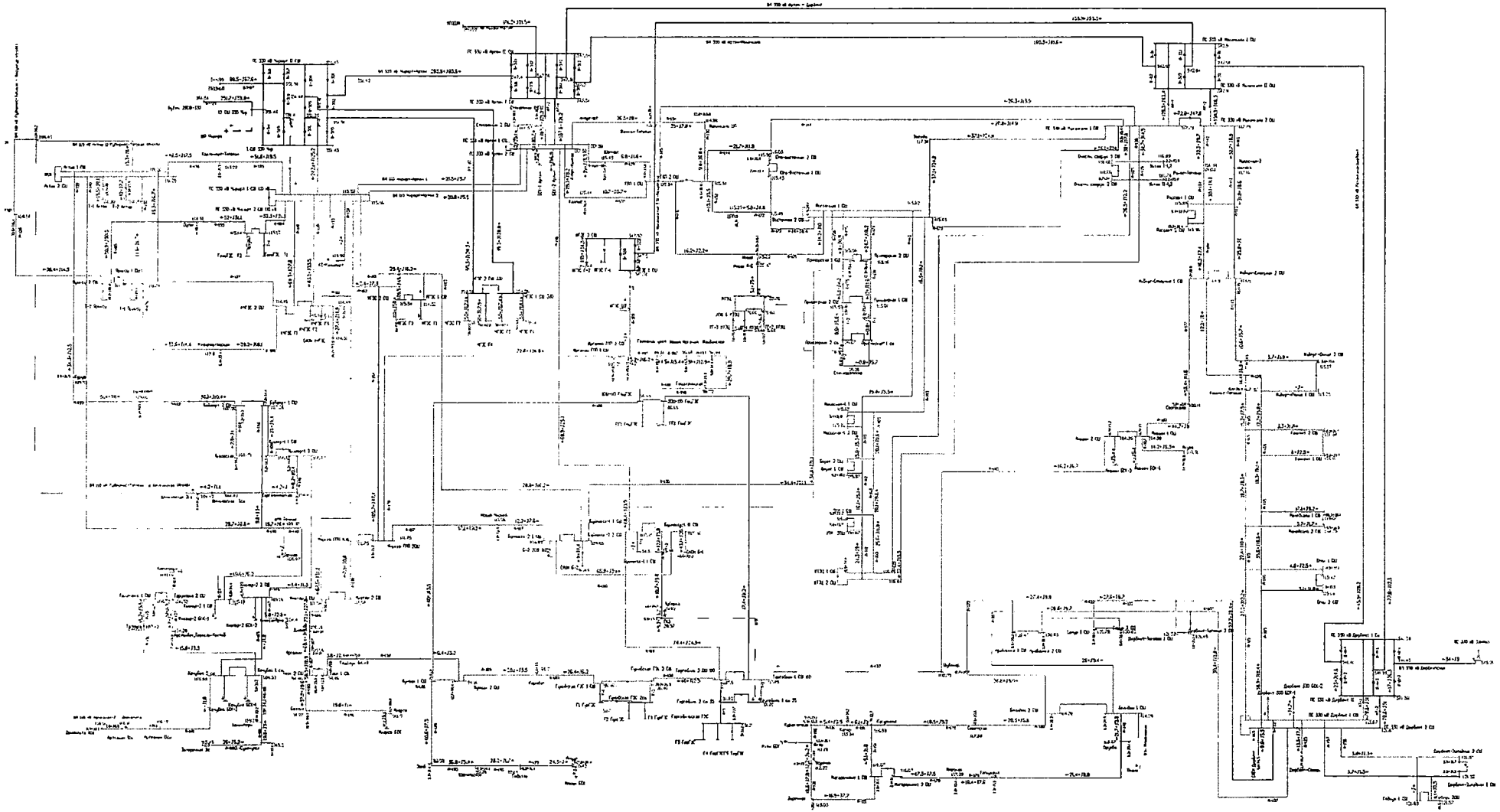


Рисунок 15.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимнийминимум2024 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

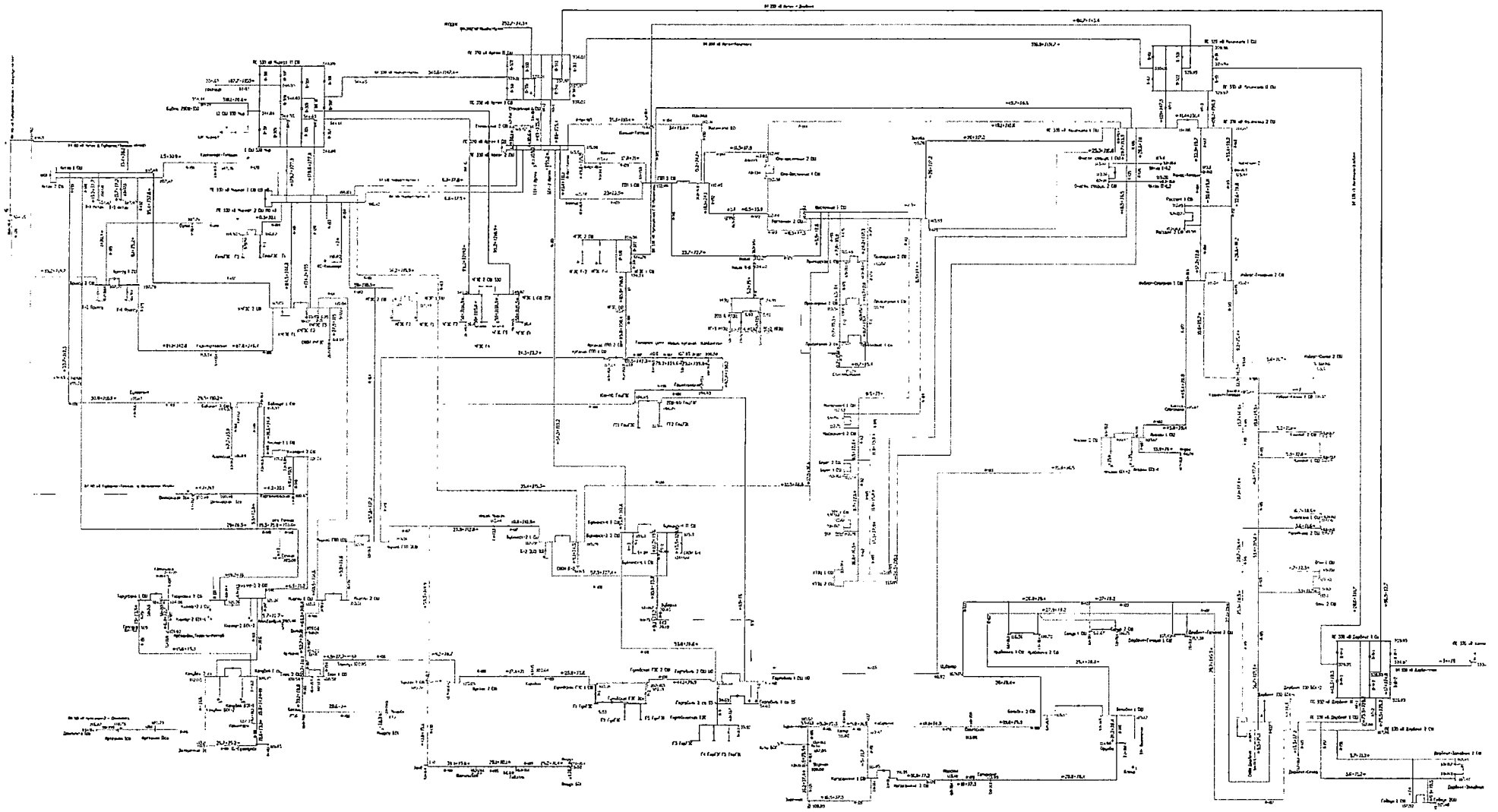


Рисунок 15.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимнийминимум2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

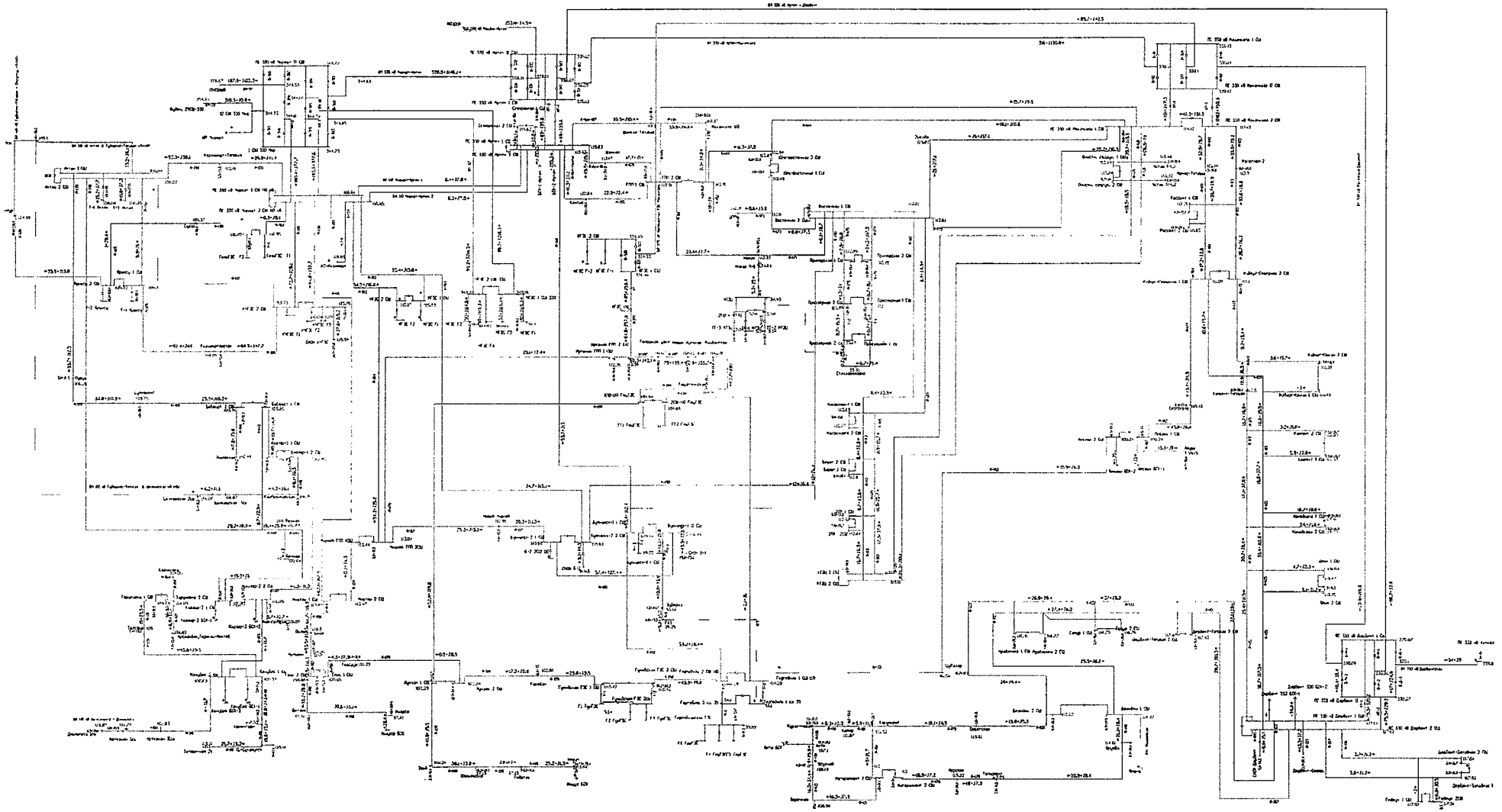


Рисунок 15.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимнийминимум2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

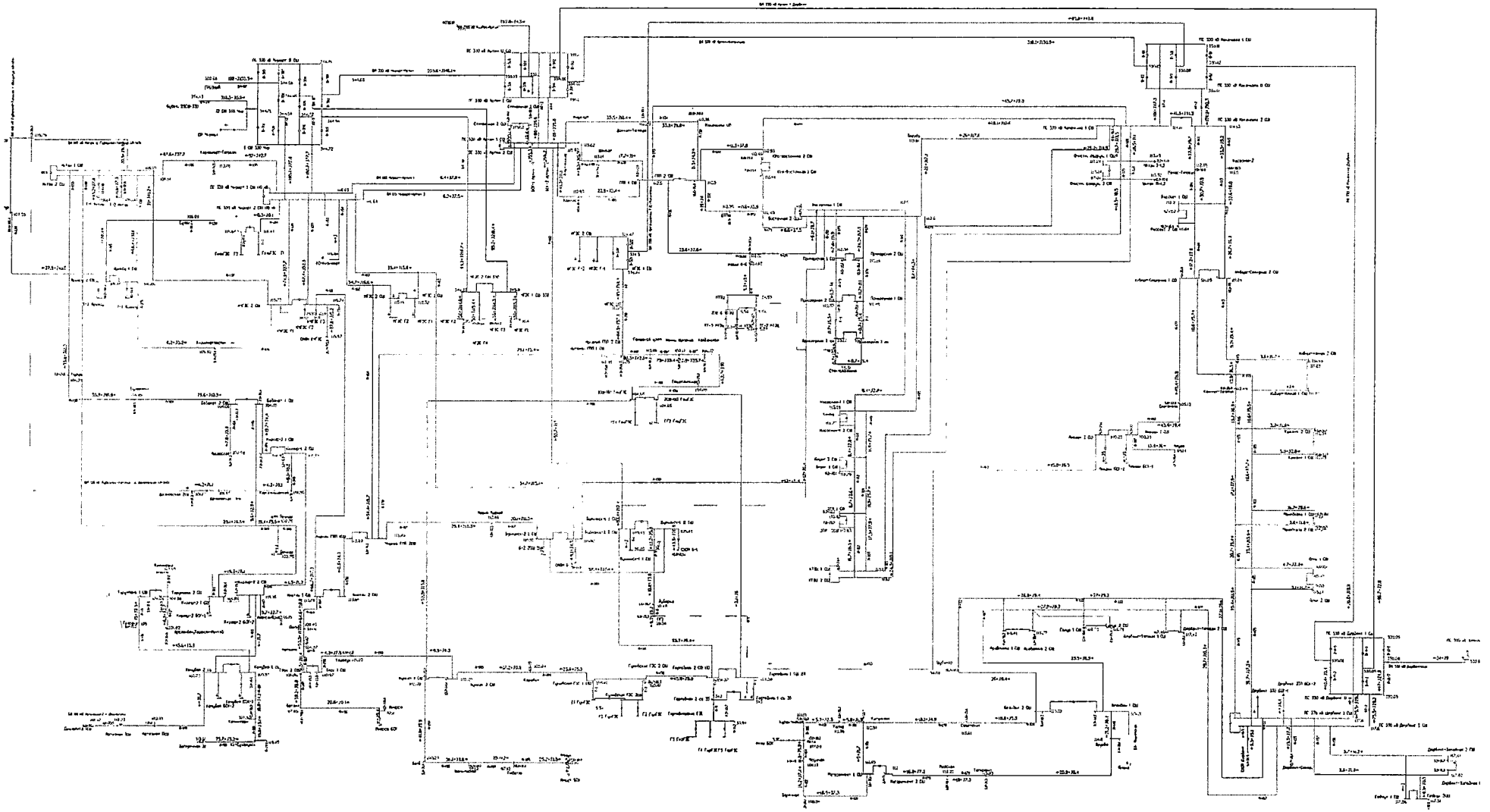


Рисунок 15.12 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимнийминимум2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

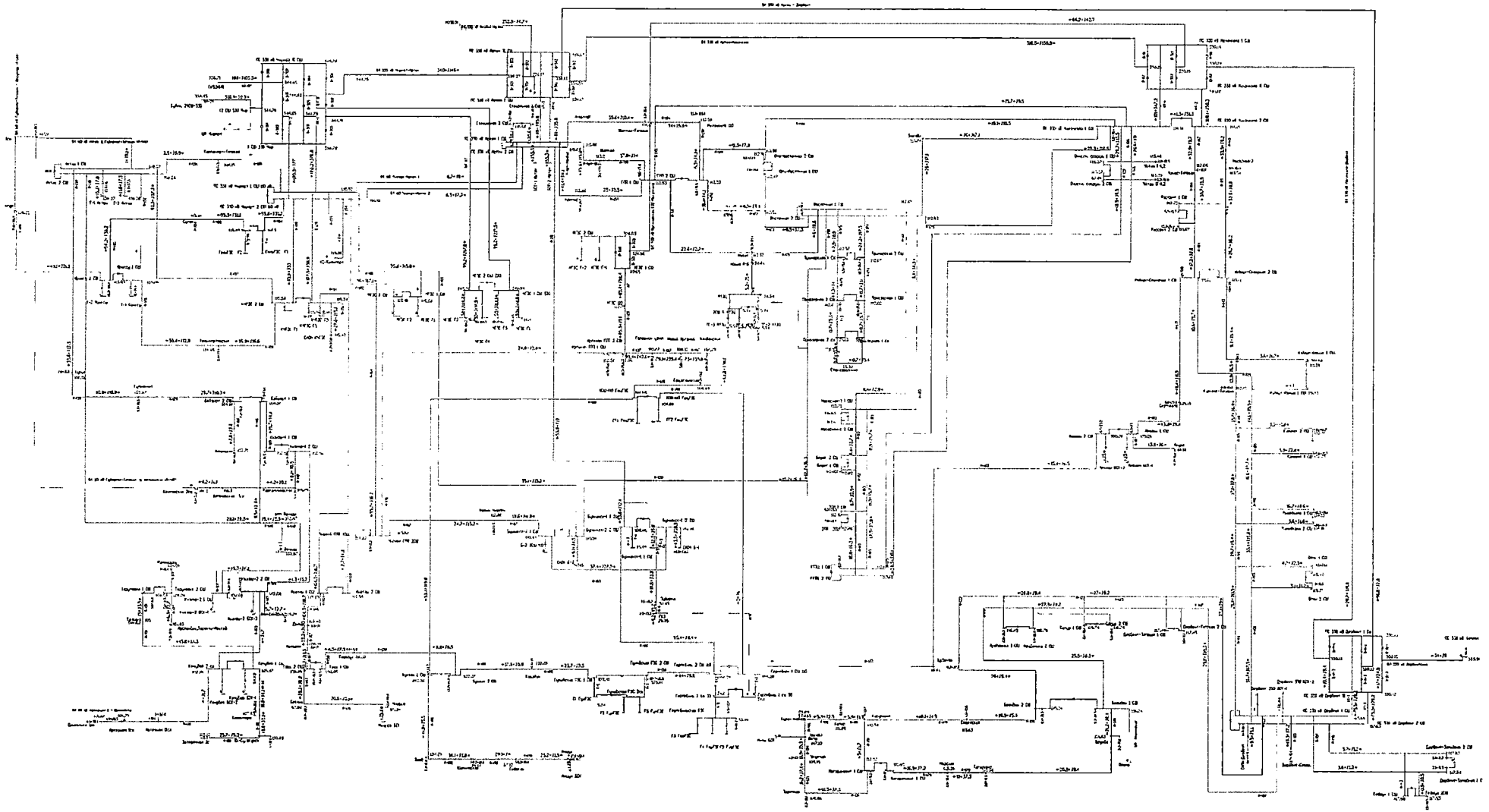


Рисунок 15.13 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимнийминимум2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

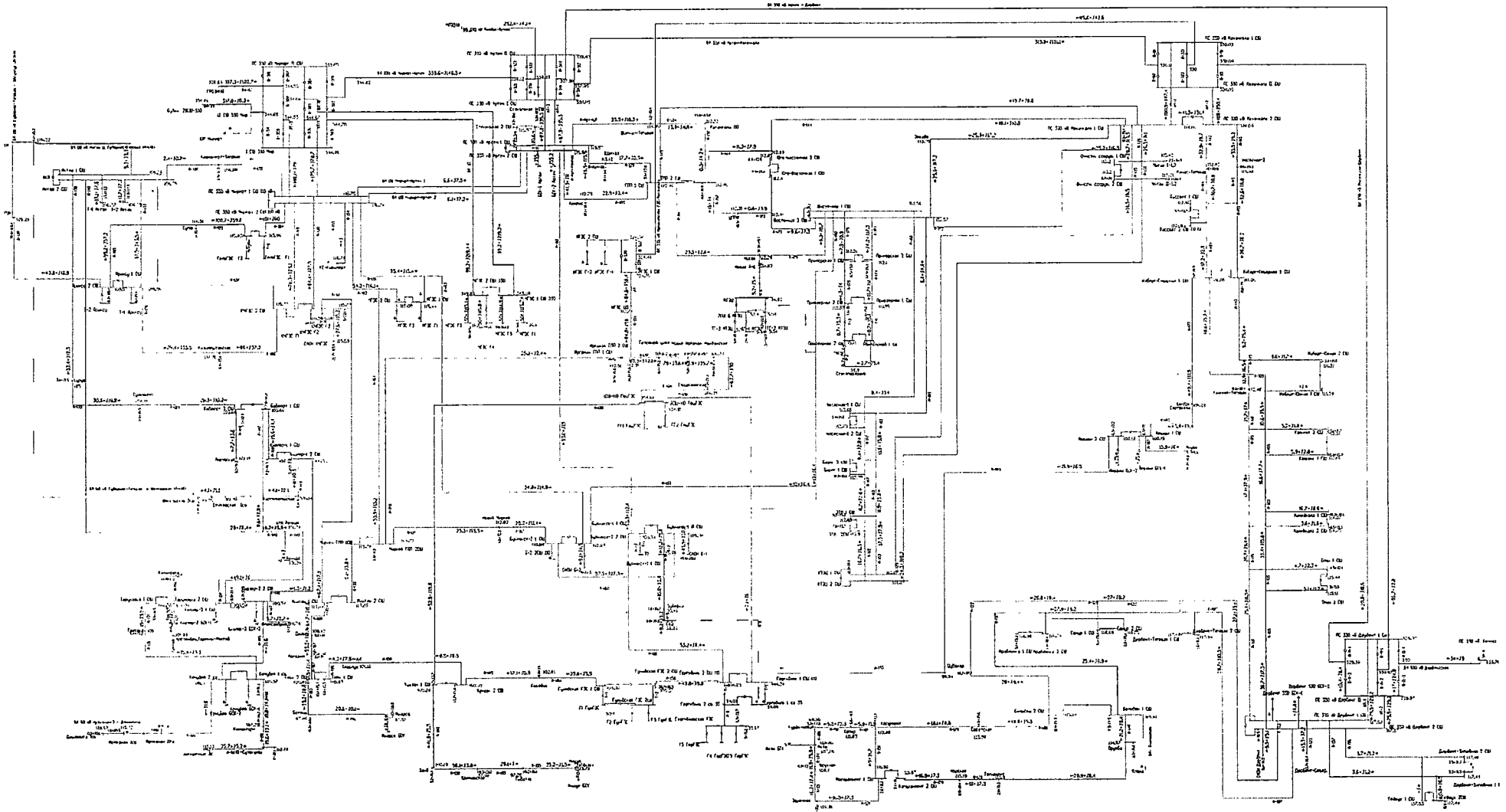


Рисунок 15.14 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в зимнийминимум2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

Приложение 16

Оптимистичный вариант.

Летний максимум 2024 года. Температура окружающей среды 35°С. Потребление 1061 МВт.

Нормальная схема

Таблица 16.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-199	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	396 477	396 477	449 541	290 350	233 281	233 281	343 413	343 413	88,6 84,7	
Нормальный режим	396*	401*	442	126	116	102	165	157	105,3	16.1
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	396*	401*	442		250**	237**	168	160	98,5	16.2
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108)	396*	401*	442	246	0	14	168	159	101,4	16.3
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107)	396*	401*	442	127	117	104	0	325	102,3	16.4
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122)	396*	401*	442	128	117	103	325	0	102,4	16.5

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго)

**-для ликвидации перегруза требуется отключение потребителей на величину до 5 МВт.

Таблица 16.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	ВЛ-110-116	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Уйташ-1	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	449 541	449 541	449 541	343 413	565 752	869 1005	88,6 84,7	
Аварийное откл. 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала	665*	644*	520*	466*	657**	893**	96,7	16.6.

*-перегруз ликвидируется загрузкой Г-1 Миатлинской ГЭС с выделением на ПС 110 кВ Восточная и отключением части потребителей на величину до 98 МВт.

**-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС.

Таблица 16.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-139	ВЛ 110 кВ Куруш-Сулевкент	ВЛ-110-169	ВЛ-110-109	ВЛ-110-146	ВЛ-110-140	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Александрия	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	449 541	537 647	396 477	290 350	343 413	396 477	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139)		29	37	171	28	510*	92,2	16.7.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	514*	488	479*	353*	152		89,2	16.8.

*-перегрузы и недопустимые снижения напряжений ликвидируются переводом потребителей на соседние энергосистемы (Калмэнерго, Ставропольэнерго)

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 16.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	869 1155	869 1155	449 541	449 541	449 541	565 752	869 1005	343 413	343 413	88,6 84,7	
Нормальный режим	1304*	477	416	363	308	438	759	240	183	97,1	16.9.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала		477	709**	695**	557**	679***	792	241	183	112,5	16.10.
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент	830	961****	443	396	332	422	693	243	184	112,9	16.11.
Аварийное откл. АТ на ПС 330 кВ Ирганайской ГЭС	854	477	437	389	326	441	732	241	183	112,3	16.12.

*- перегруз в ремонтной схеме ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная, разгрузкой Ирганайской ГЭС, разрывом транзита 110 кВ между ПС 330 кВ Махачкала и ПС 330 кВ Дербент, переключением анцапф РПН АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала в 11-е положение, переключением анцапф РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Артем в 6-е положение.

**-перегруз ликвидируется отключением потребителей на величину до 127 МВт.

***-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС.

****-перегруз ликвидируется переводом потребителей на соседние энергосистемы (Азерэнержи). При невозможности перевода перегруз допустим на 24 часа.

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 16.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	ВЛ-110-188	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	565 752	625 720	625 753	869 1005	449 541	449 541	88,6 84,7	
Нормальный режим	446	296	296	1079*	15	15	99,8	16.13.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем	518	234	234	889*	118	112	101,1	16.14.
Аварийное откл. АТ-2(АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	443	256	256	889*	93	87	100,7	16.15.
Аварийное откл. АТ на Ирганайской ГЭС	399	0	0	893*	47	43	100,9	16.16.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт	521	327	327	0	152	146	95,7	16.17.

*-перегруз ликвидируется загрузкой ГЭС

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал

Таблица 16.6

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	449 541	449 541	
Нормальный режим	383	323	16.18.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Компас		438	16.19.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	501*		16.20.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	477**	393	16.21.

*- перегруз ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная, разрывом транзита 110 кВ между ПС 330 кВ Махачкала и ПС 330 кВ Дербент, переносом разрыва по транзиту 110 кВ Гергебиль-Изберг-Северная на В-177 ПС 110 кВ Изберг-Северная.

**- перегруз ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Компас

Таблица 16.7

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	449 541	449 541	
Нормальный режим	420	311	16.22.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	504*	383	16.23.

*-перегруз ликвидируется загрузкой Ирганайской ГЭС и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная

Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173)

Таблица 16.8

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-125	ВЛ-110-126	ВЛ-110-144	ВЛ-110-145	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	343 400	297 357	371 447	371 447	
Нормальный режим	275	242	206	189	16.24.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126)	406*	0	225	208	16.25.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125)		390**	228	211	16.26.

*- перегруз ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная, переключением анцапф РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала, включением БСК-1 и БСК-2 ПС 330 кВ Артем.

**- перегруз ликвидируется загрузкой и выделением Г-1 Миатлинской ГЭС на ПС 110 кВ Восточная, разгрузкой Ирганайской ГЭС, переключением анцапф РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Махачкала, переключением анцапф РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 330 кВ Артем, включением БСК-1 и БСК-2 ПС 330 кВ Артем.

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 16.9

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	396 477	396 477	449 541	449 541	88,6 84,7	
Нормальный режим	529*	529*	566*	147	99,5	16.27.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)		585**	513**	158	98,5	16.28.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	560**	0	536**	181	98,7	16.29.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	525**	573**	0	358	99,1	16.30.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго)

**-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго) и отключением потребителей до 13 МВт.

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 16.10

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	396 477	449 541	449 541	449 541	537 647	88,6 84,7	
Нормальный режим	553*	438	295	536*	536	98,5	16.31.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	703**	149	0	206	206	97,4	16.32.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	0	502**	702**	558**	558**	97,7	16.33.

*-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго)

**-перегруз ликвидируется переводом нагрузки на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго) и отключением потребителей до 20 МВт.

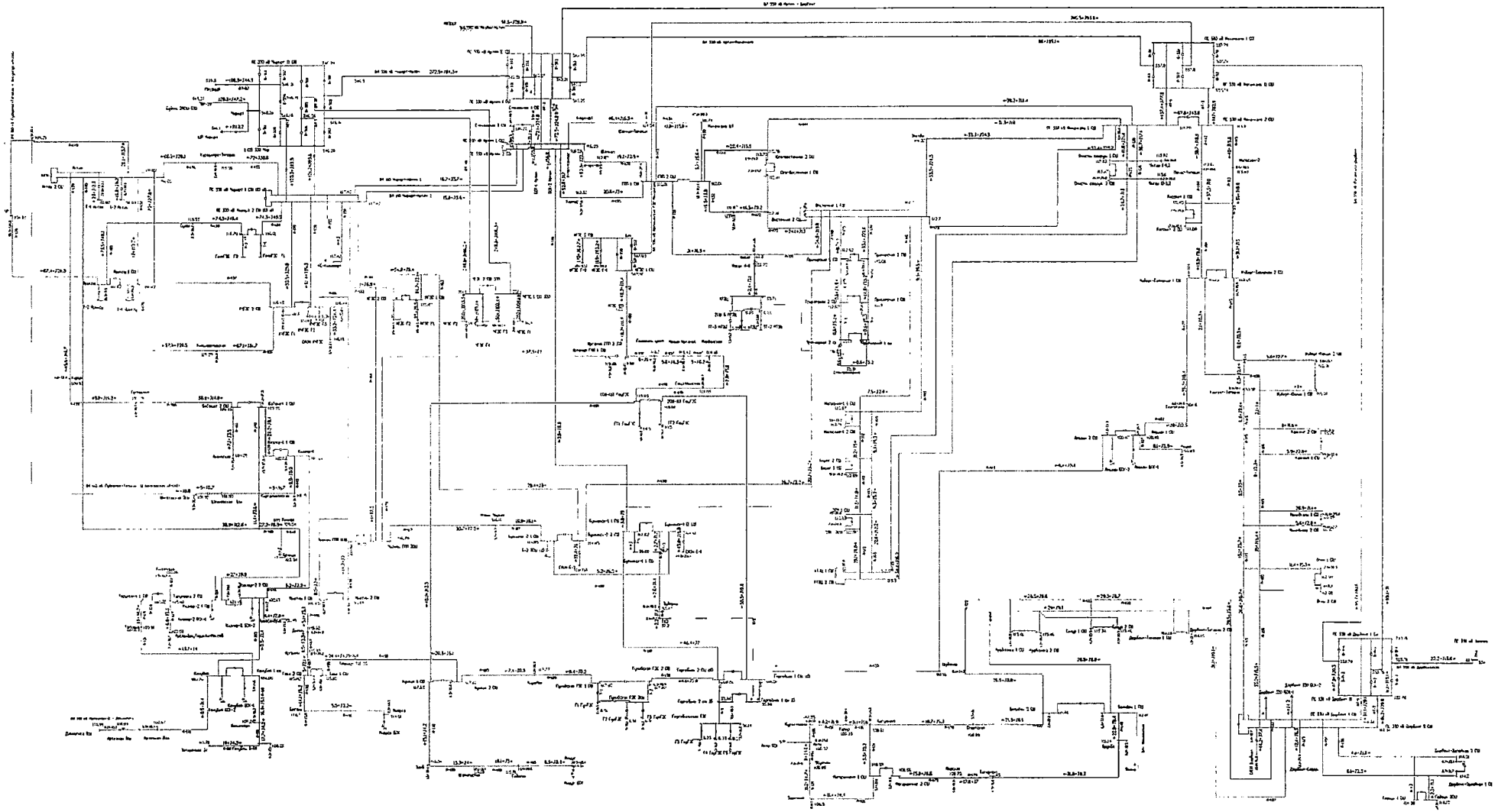


Рисунок 16.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Нормальная схема. Нормальный режим.

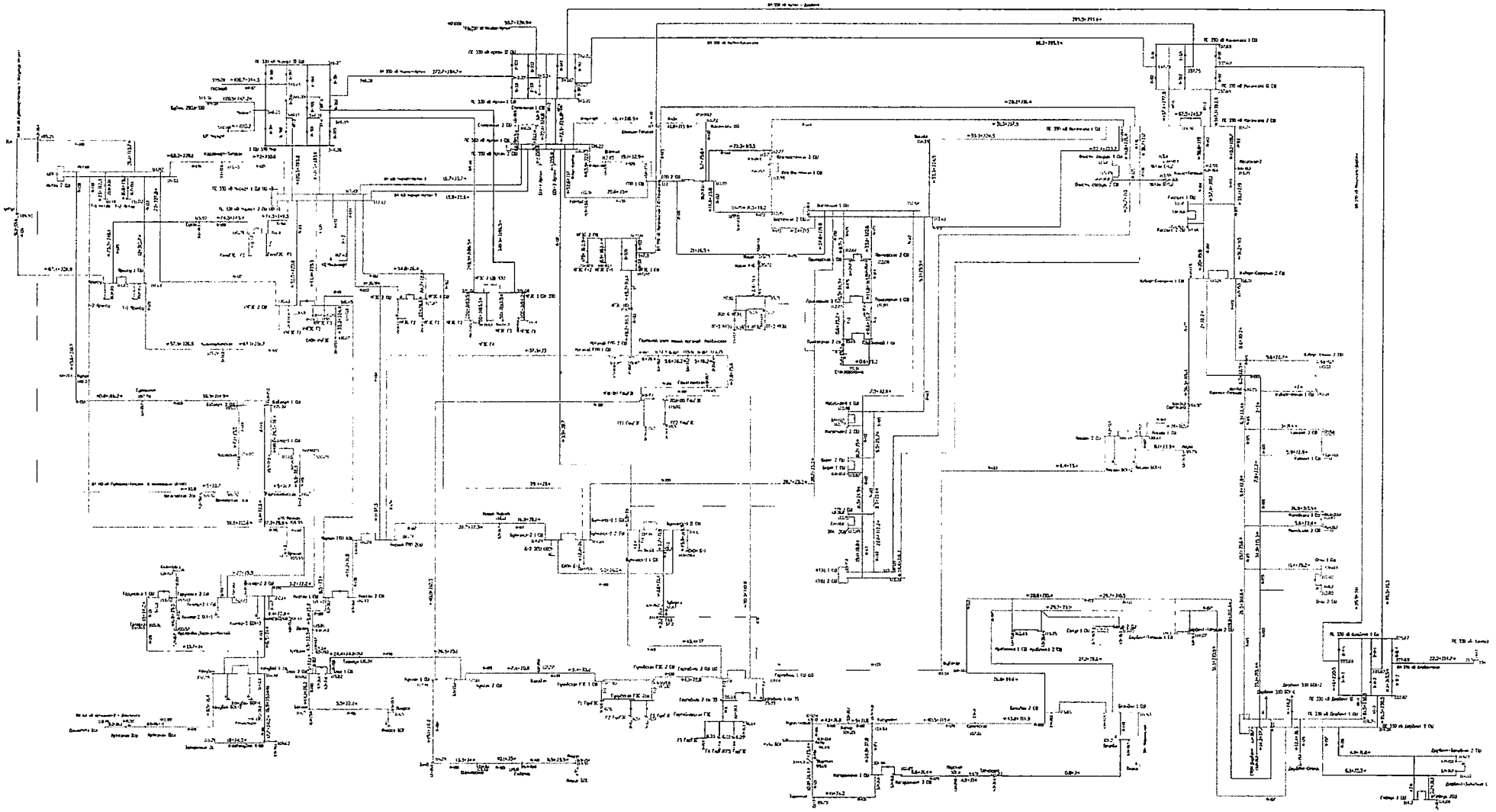


Рисунок 16.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

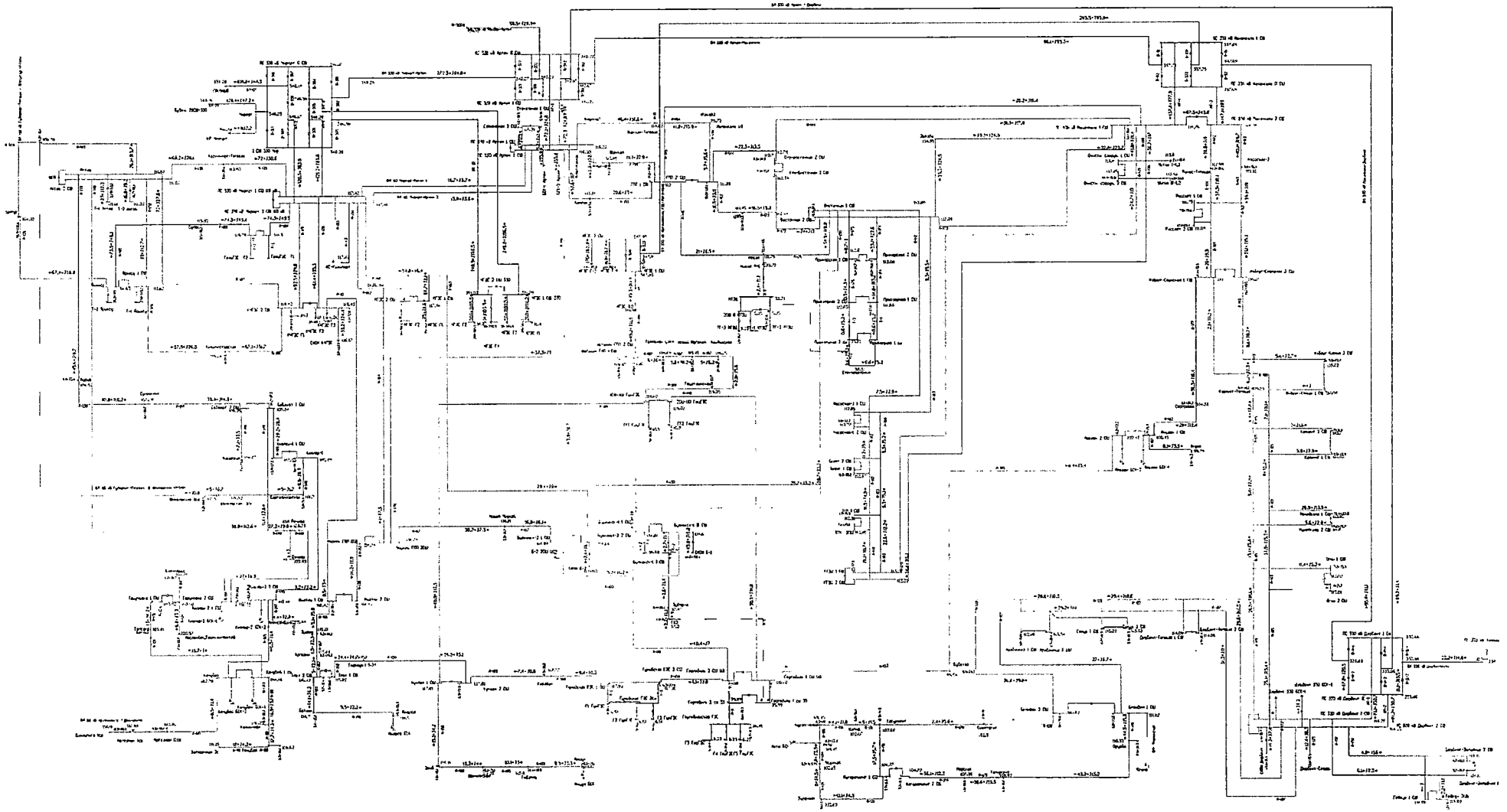


Рисунок 16.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Советская (ВЛ-110-108) в нормальной схеме.

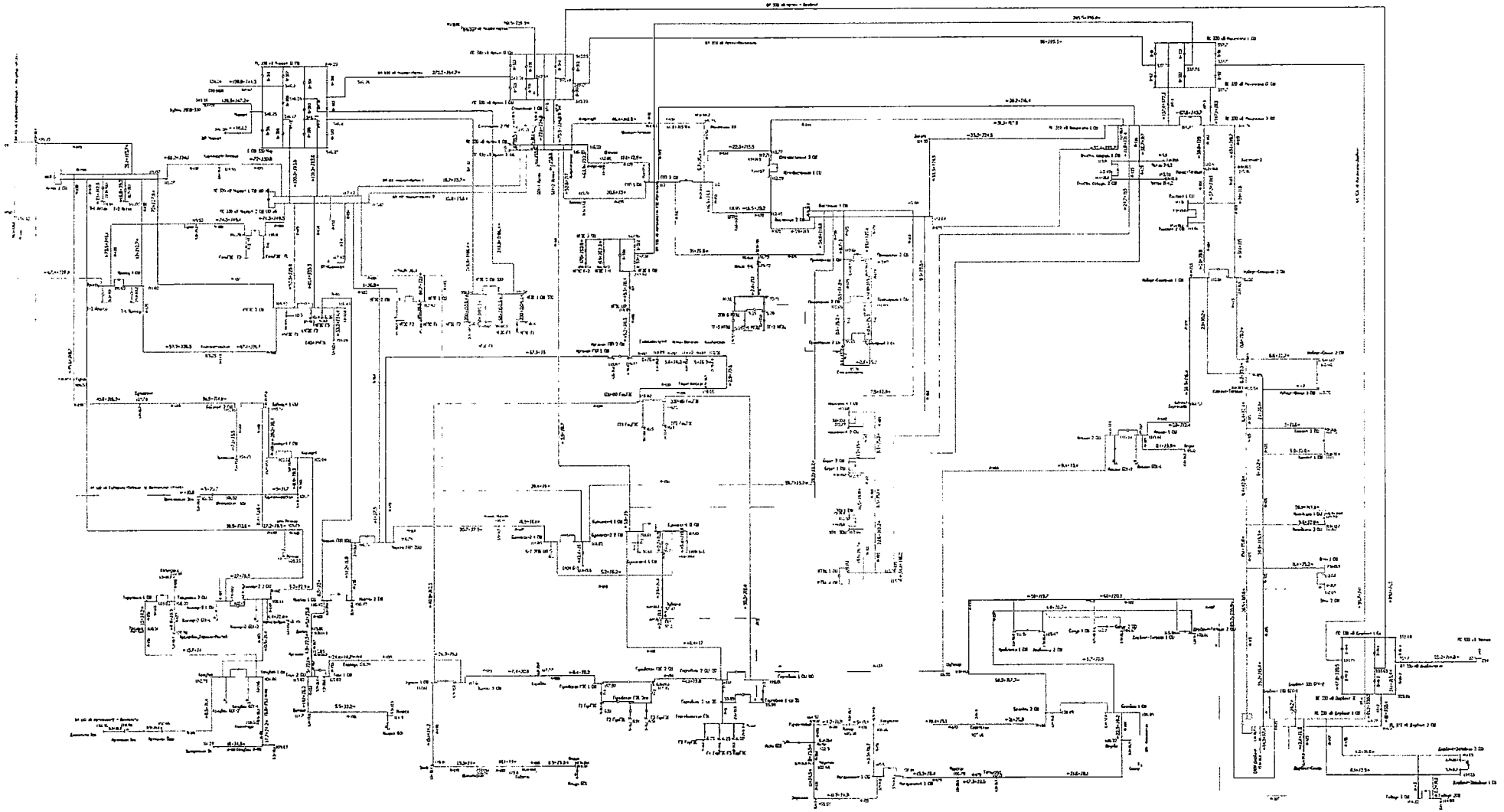


Рисунок 16.4 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) в нормальной схеме.

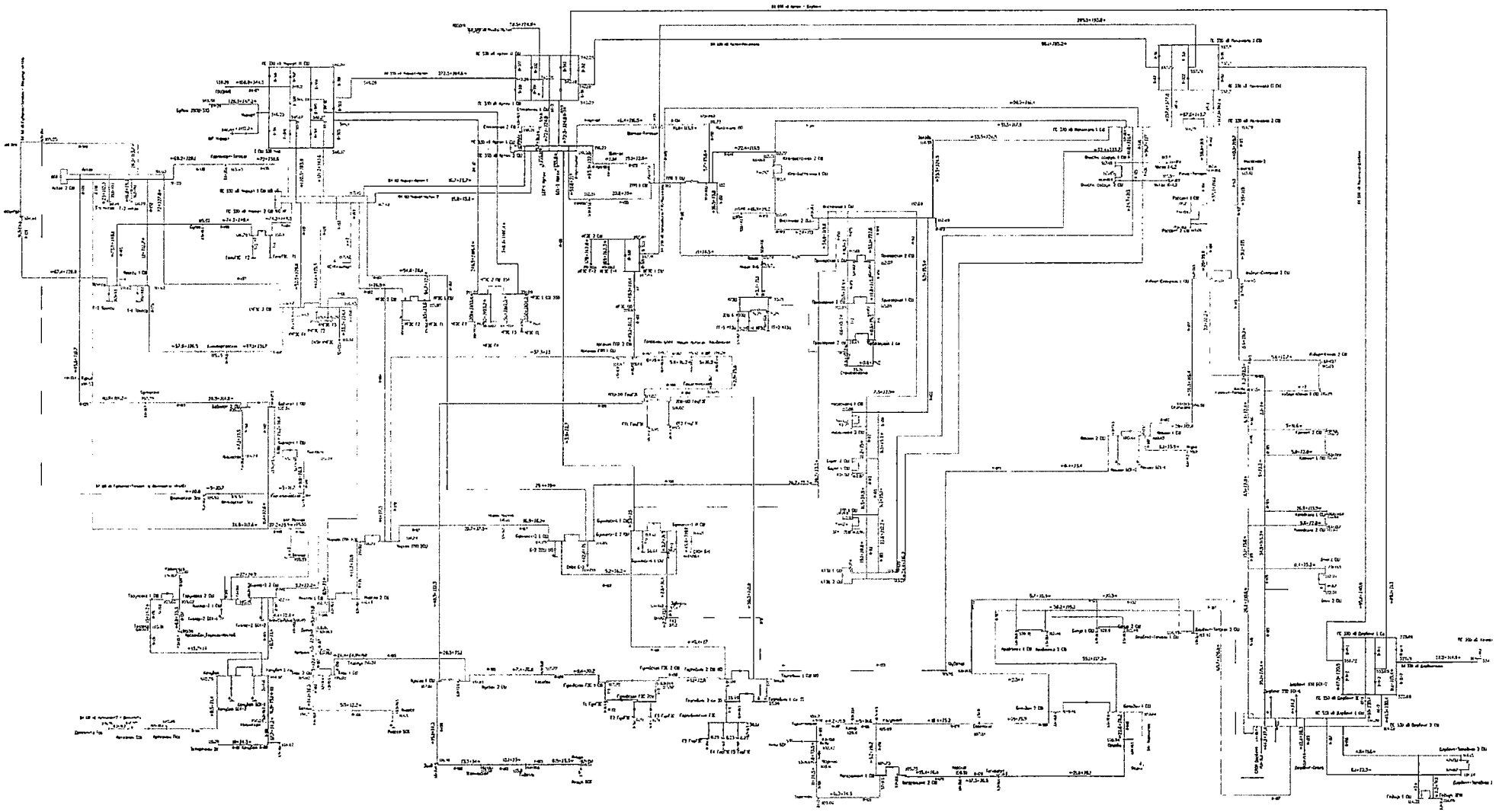


Рисунок 16.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Дербент - Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) в нормальной схеме.

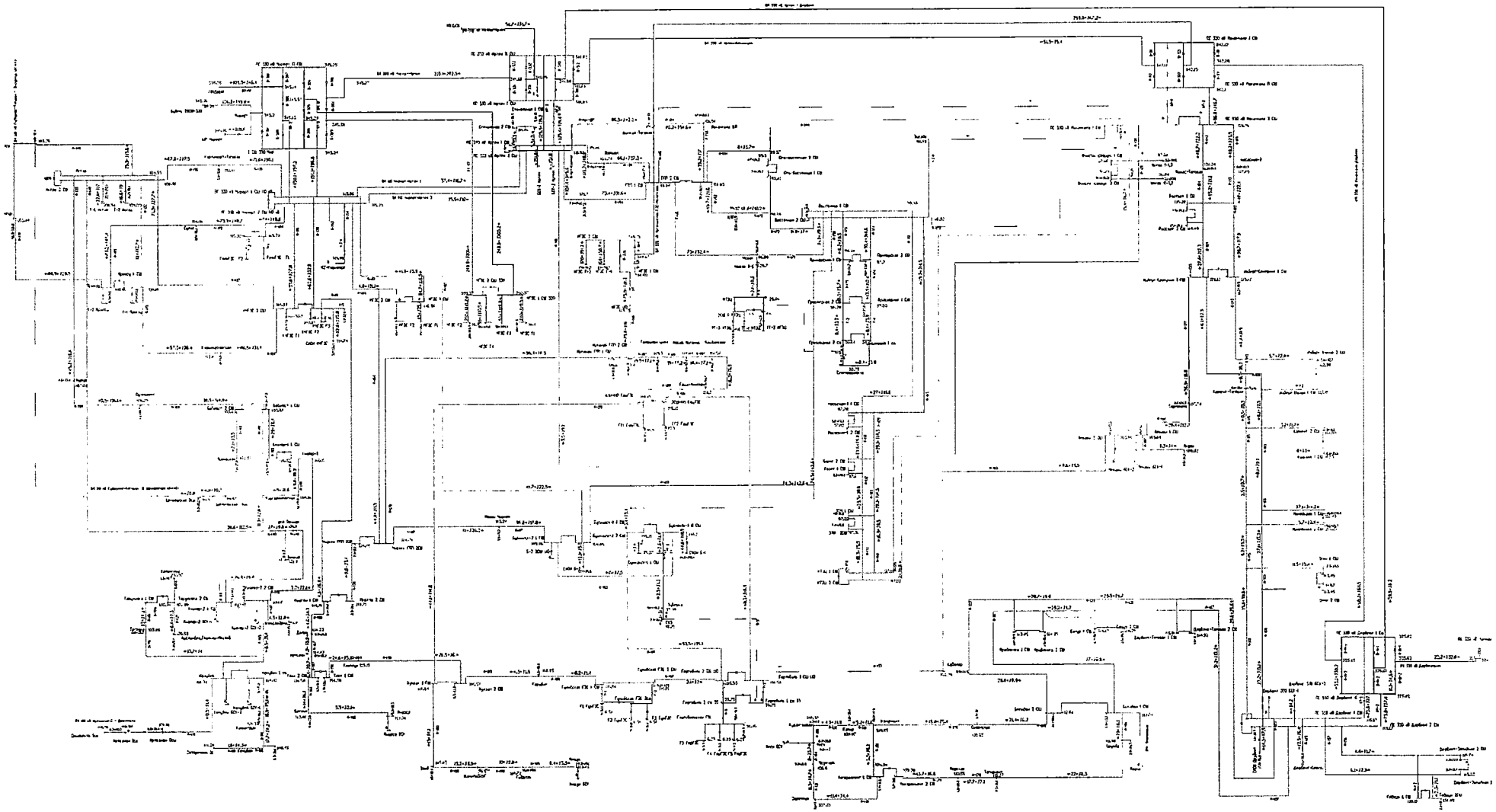


Рисунок 16.6 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме.

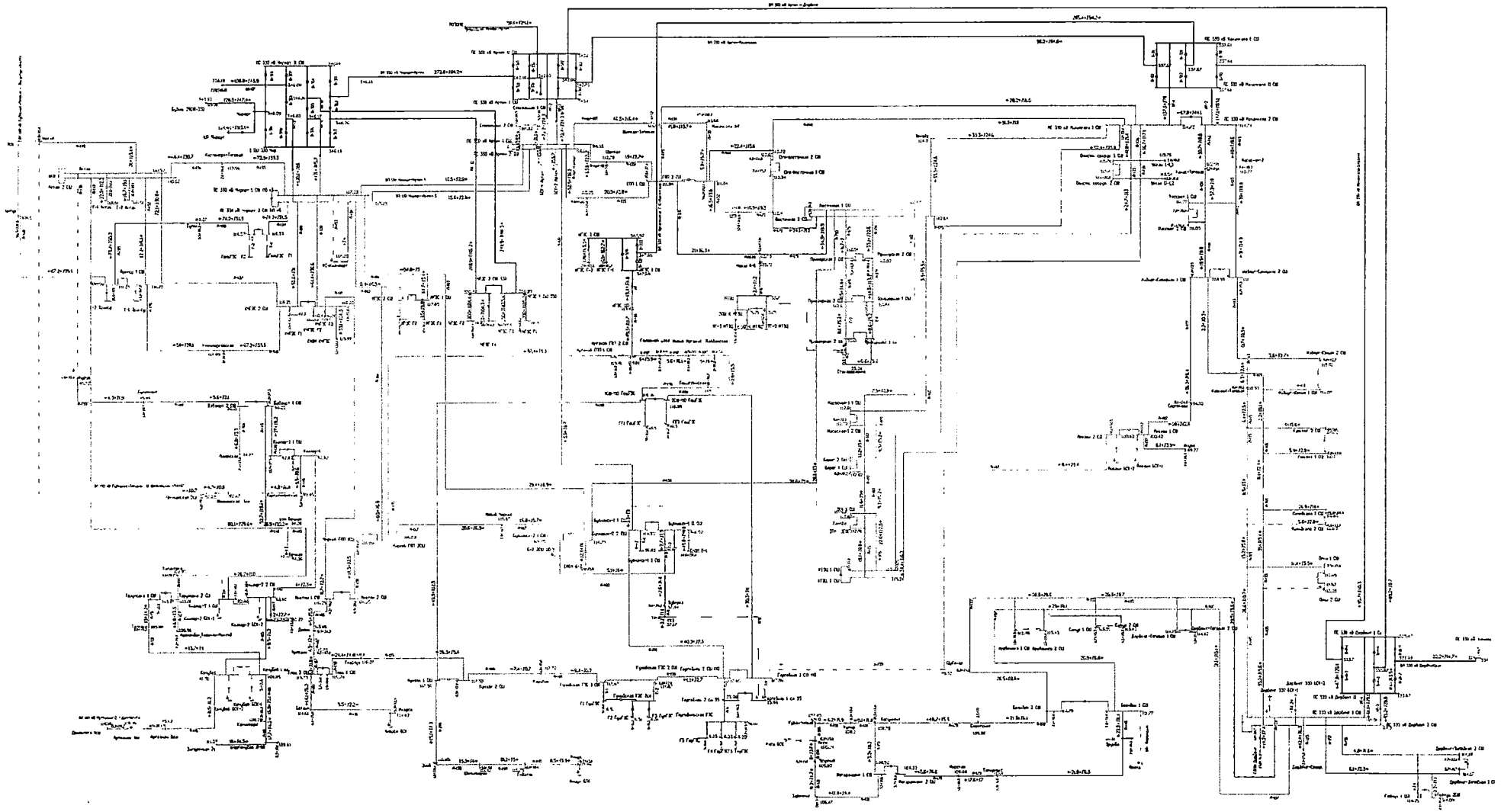


Рисунок 16.7 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139) в нормальной схеме.

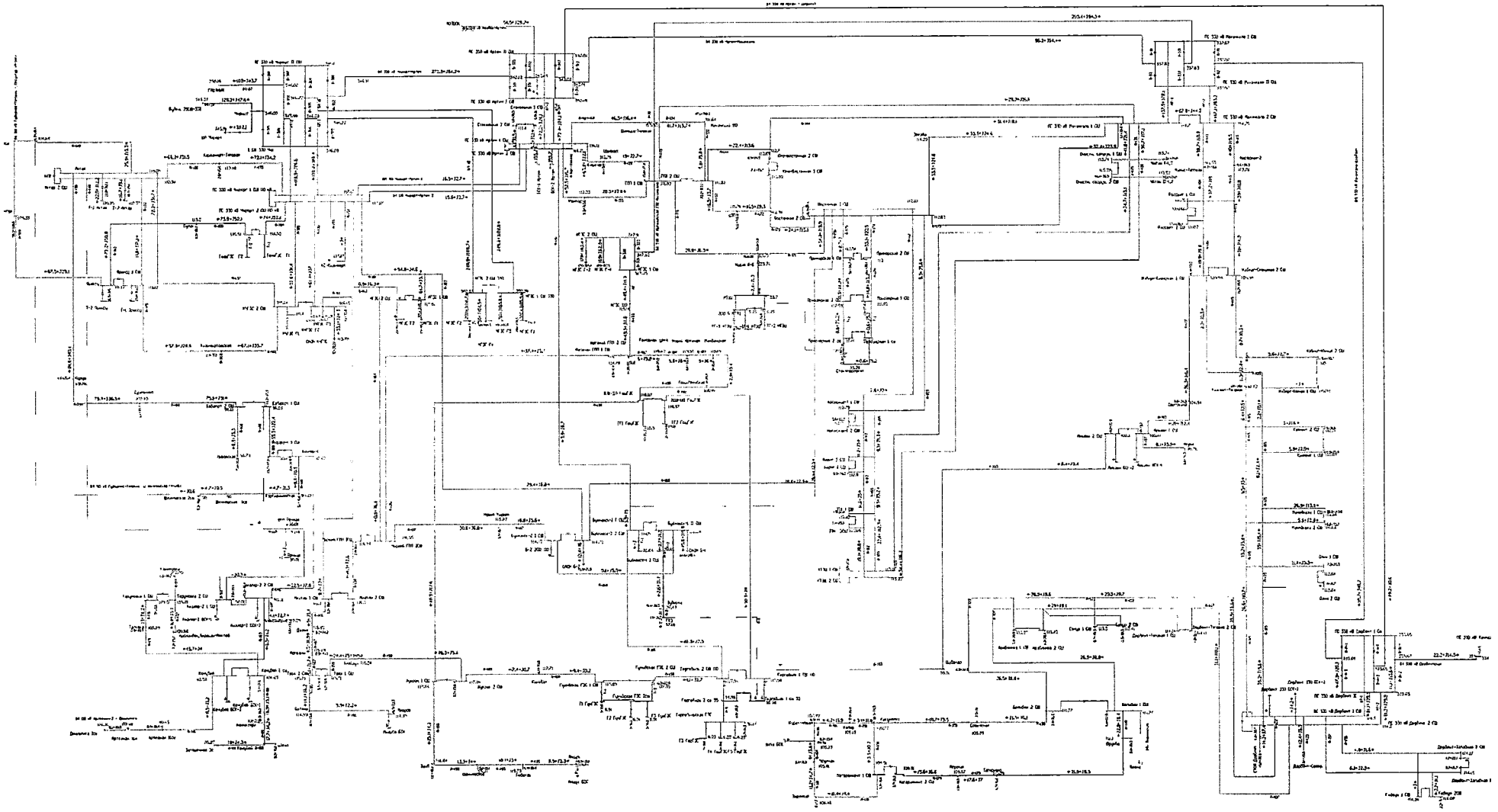


Рисунок 16.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) в нормальной схеме.

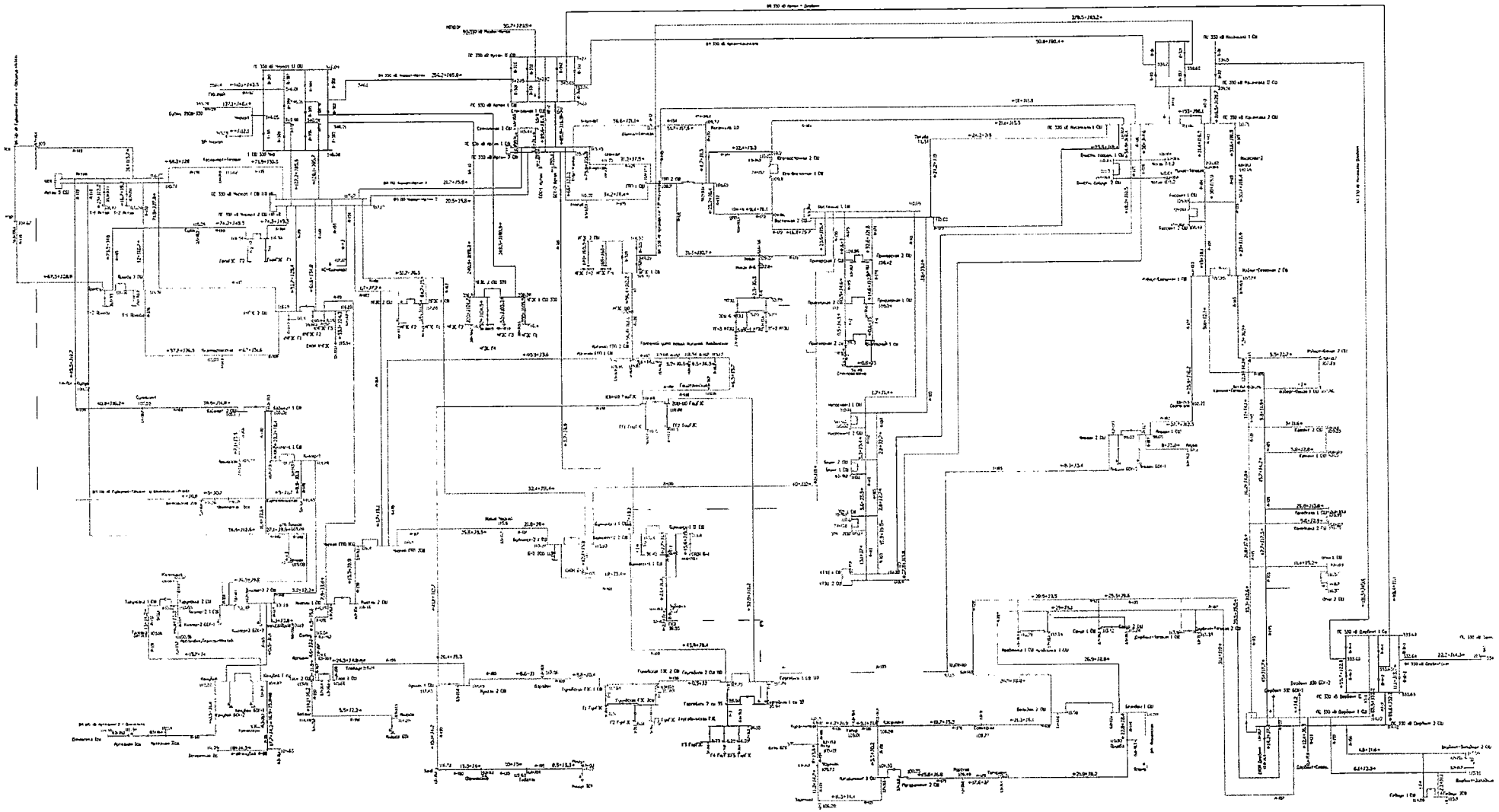


Рисунок 16.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

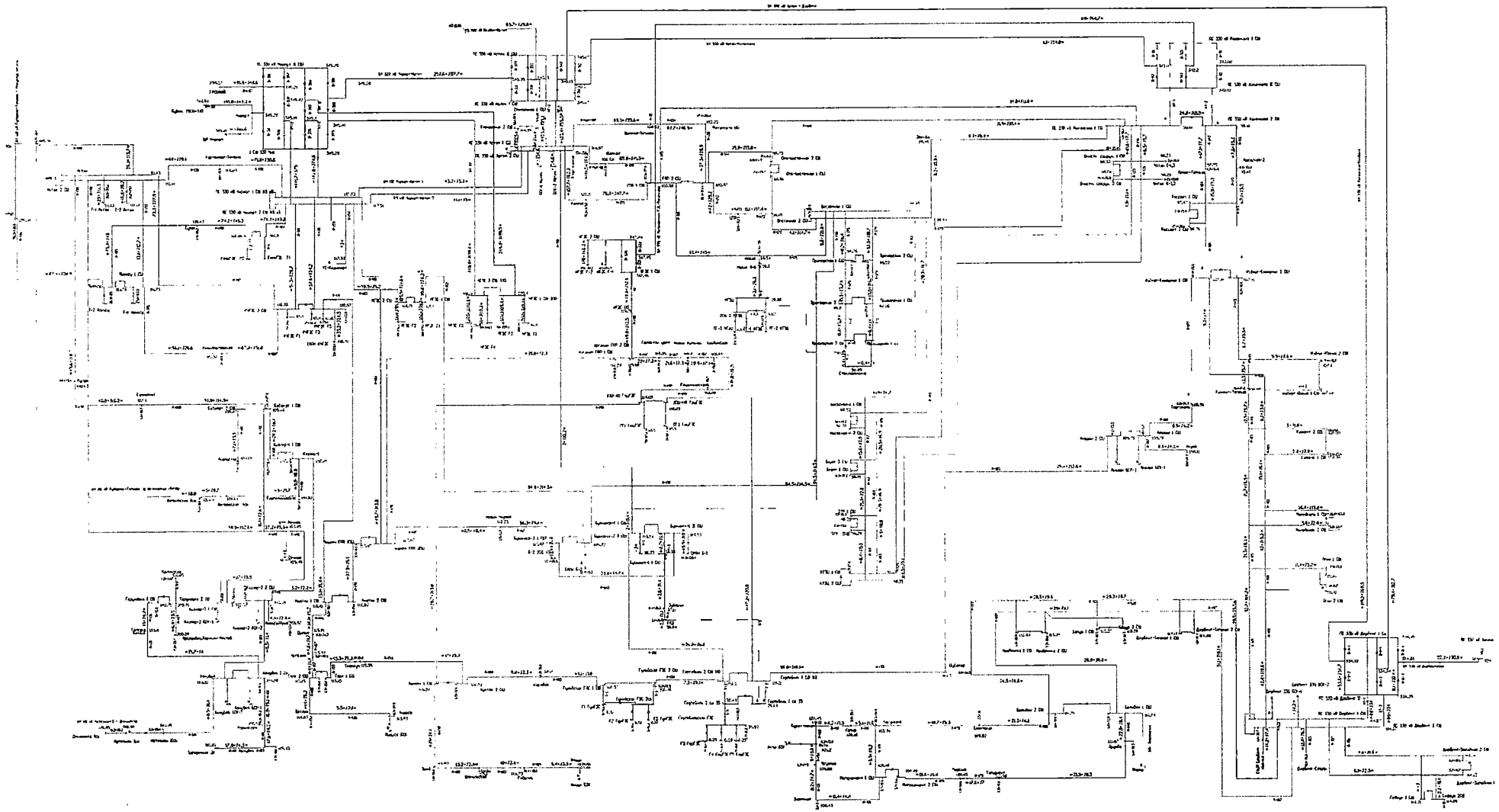


Рисунок 16.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2) СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

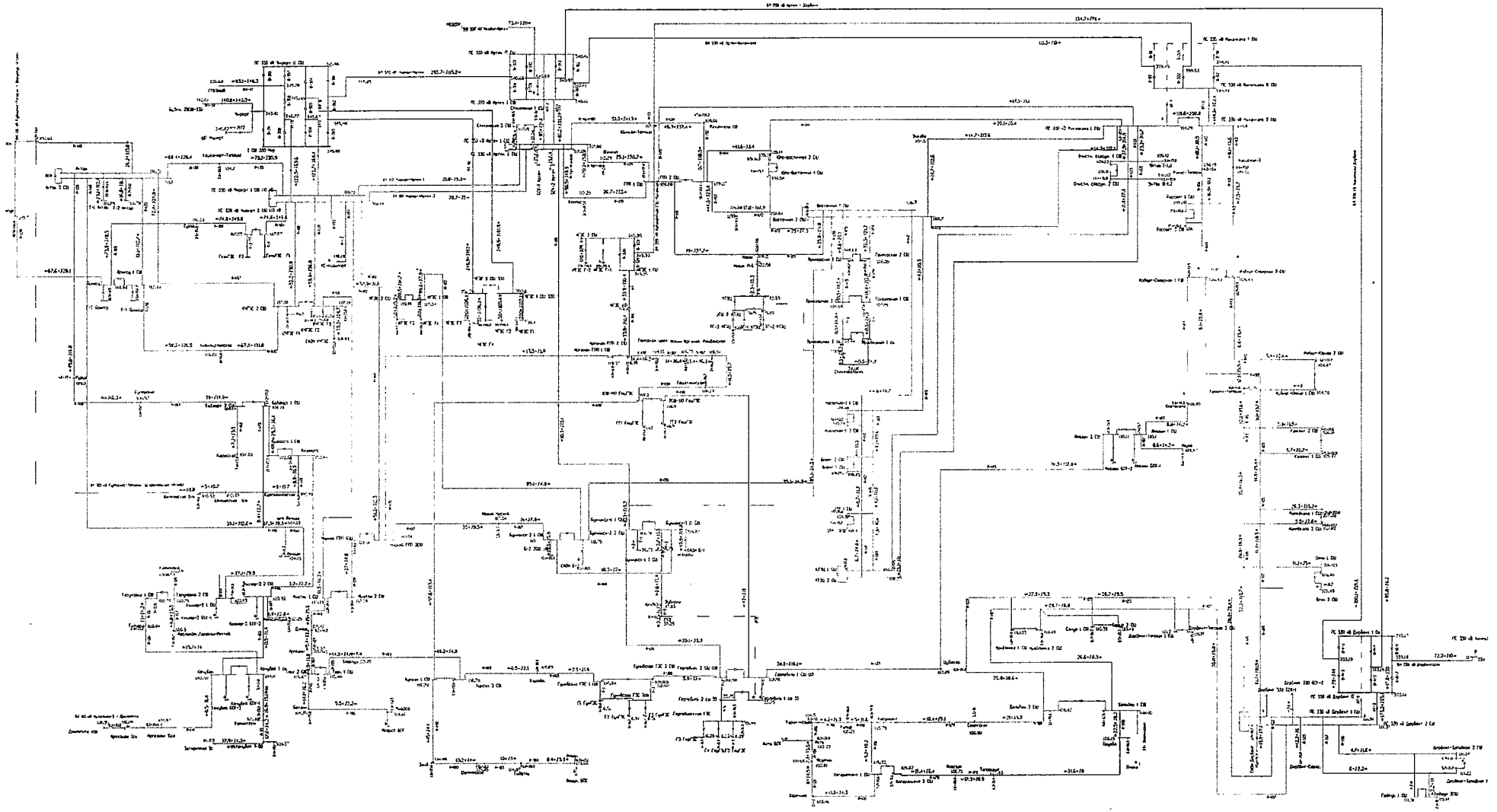


Рисунок 16.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент в схеме ремонта 1(2) СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

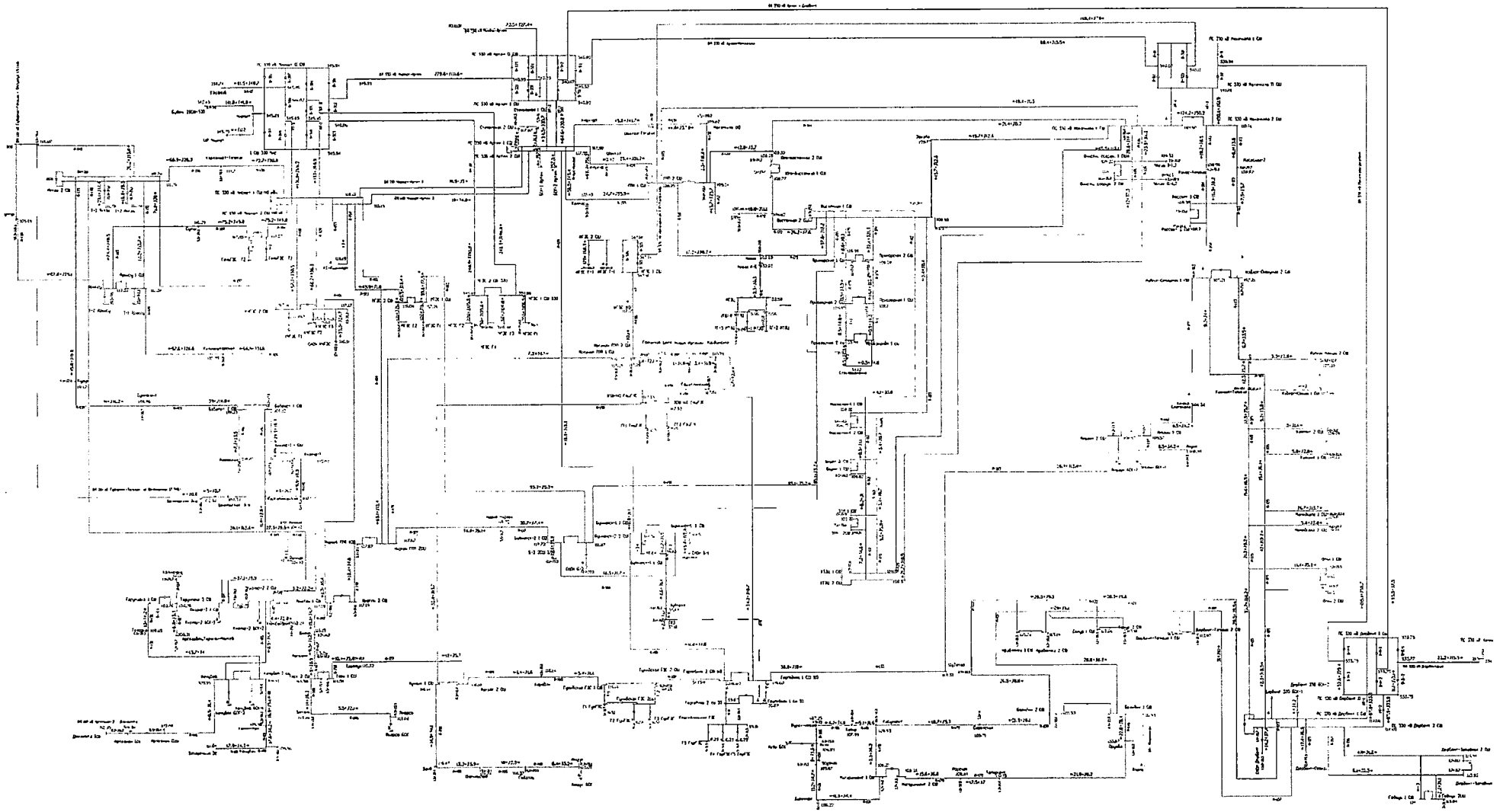


Рисунок 16.12 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

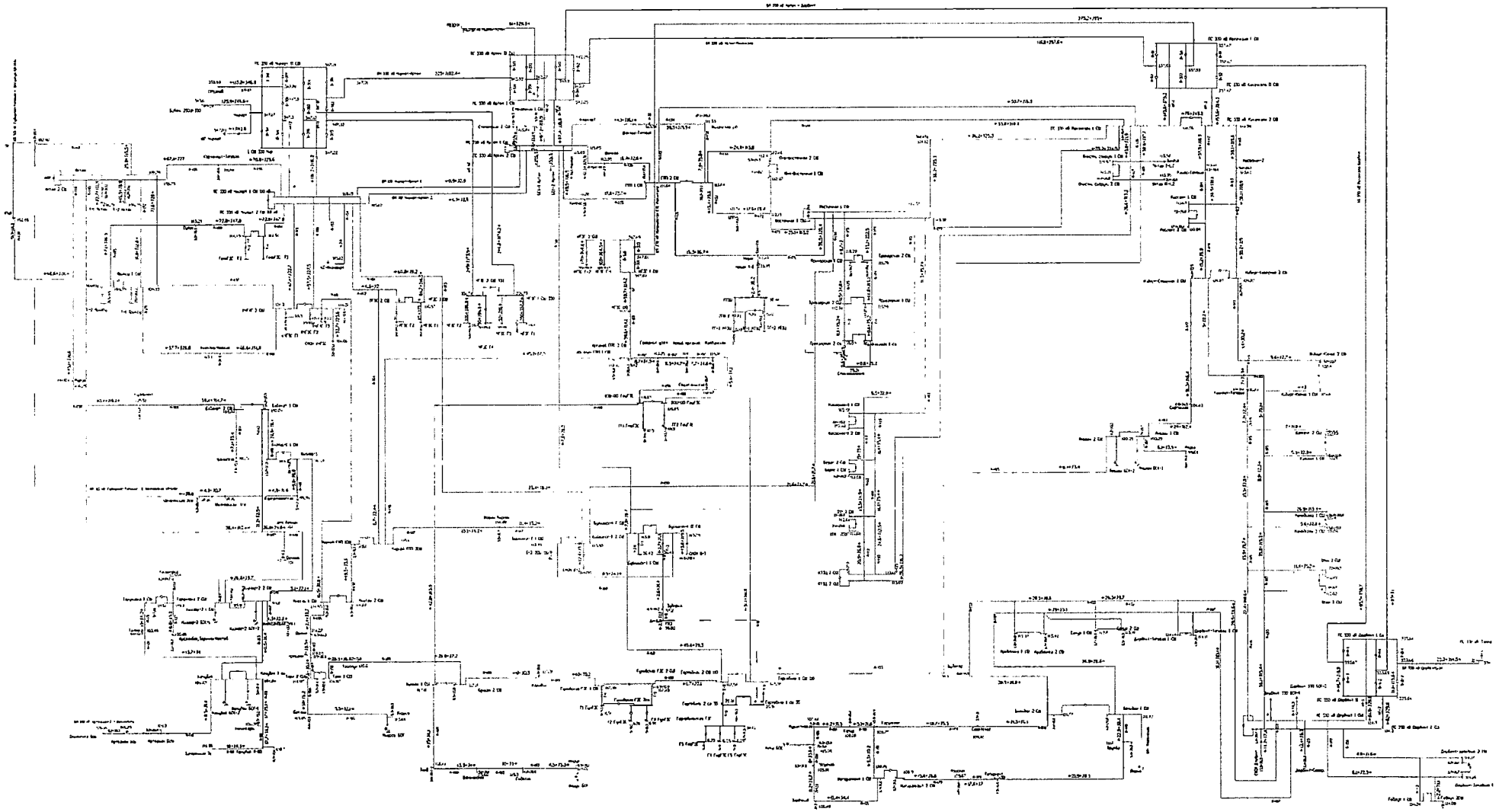


Рисунок 16.13 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Схема ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт. Нормальный режим.

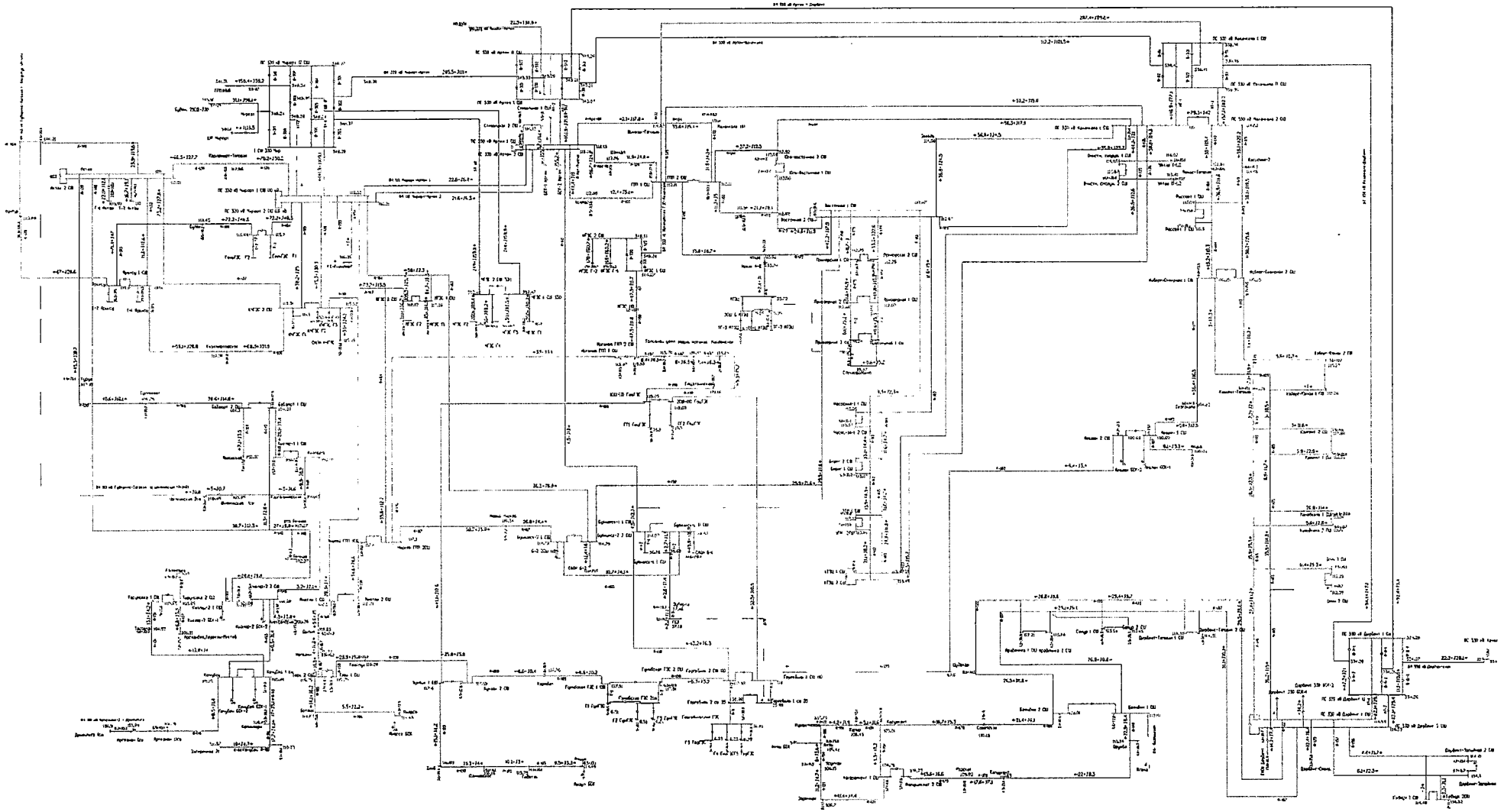


Рисунок 16.14 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

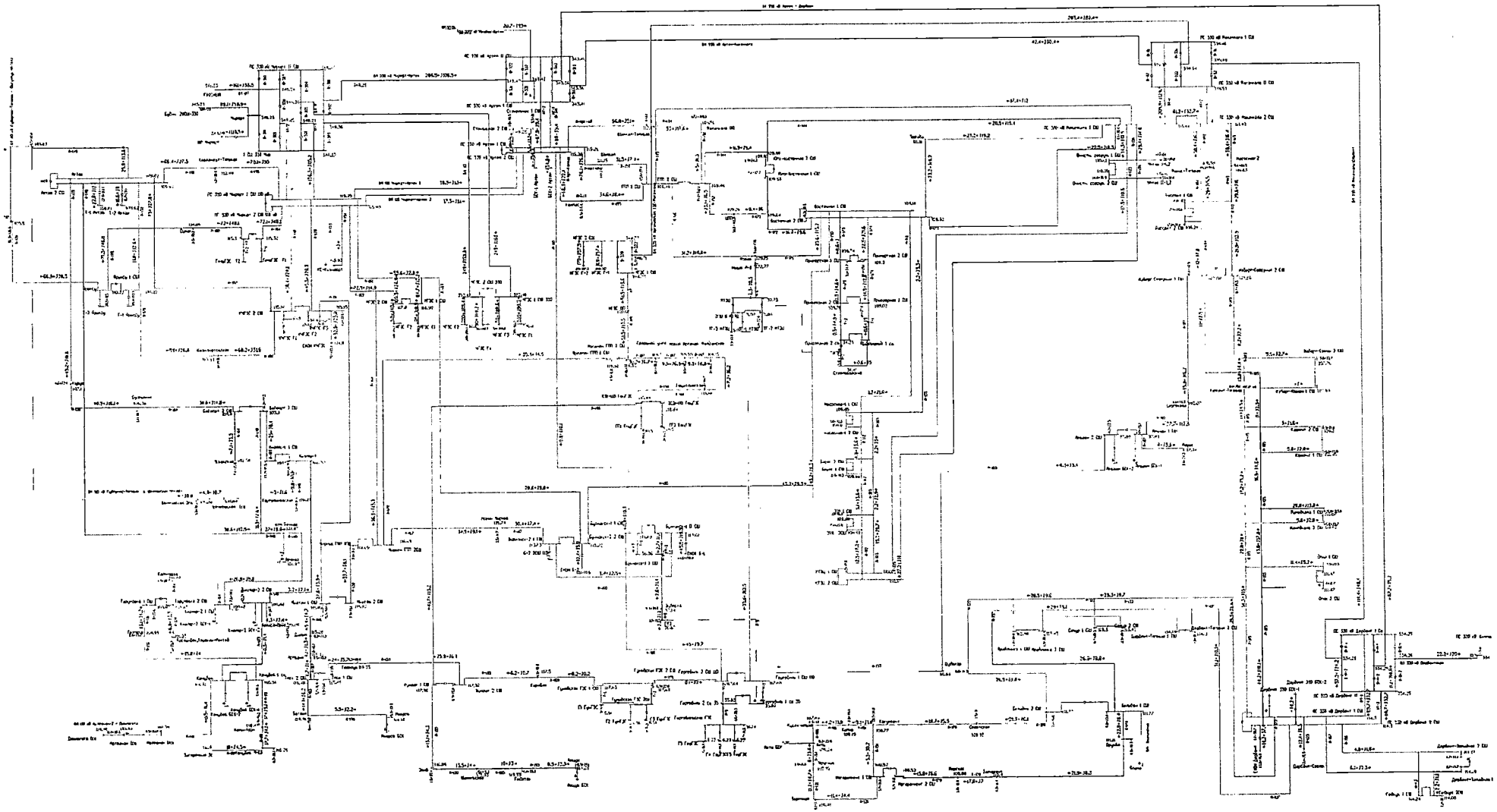


Рисунок 16.15 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

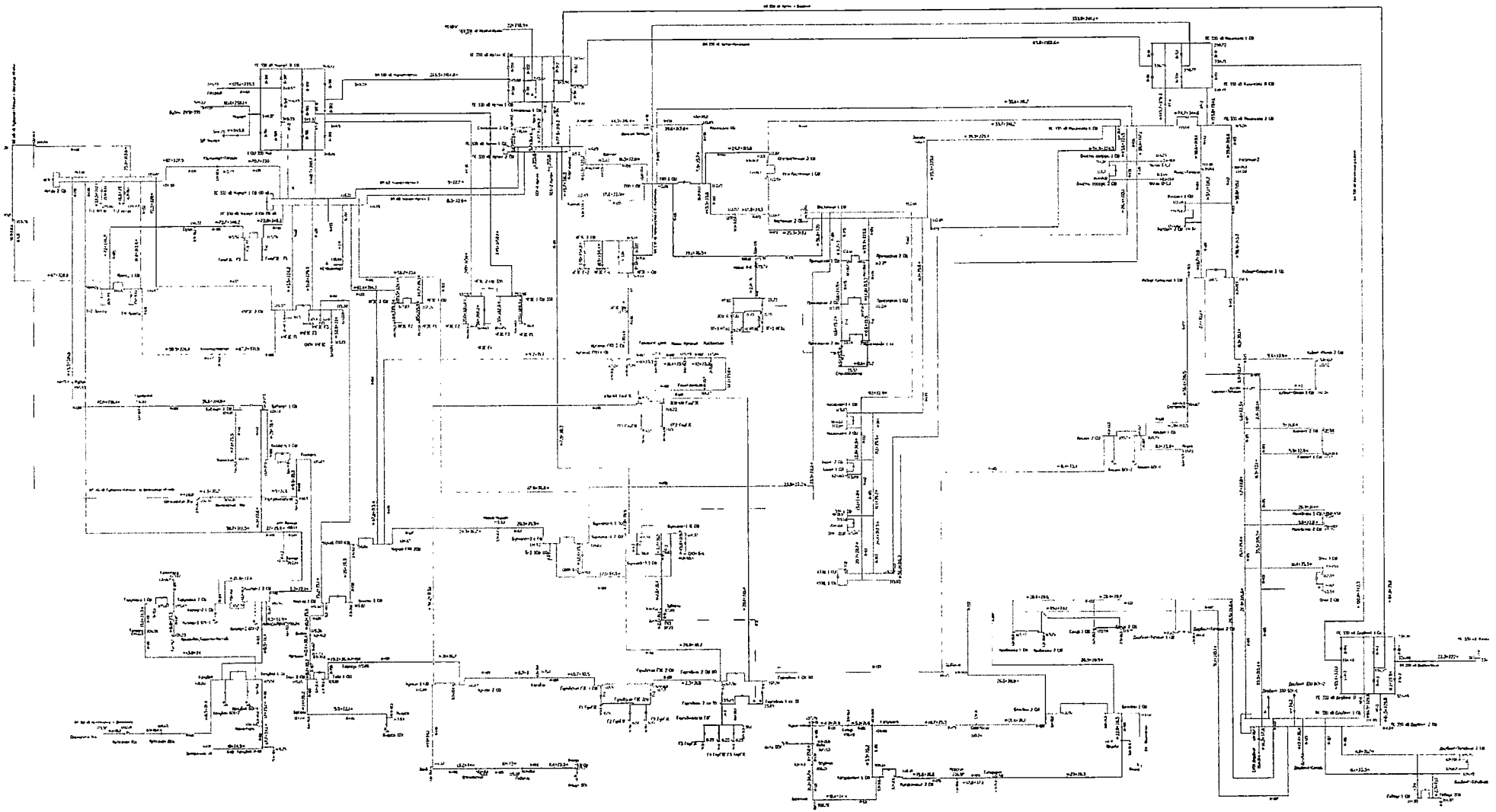


Рисунок 16.16 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

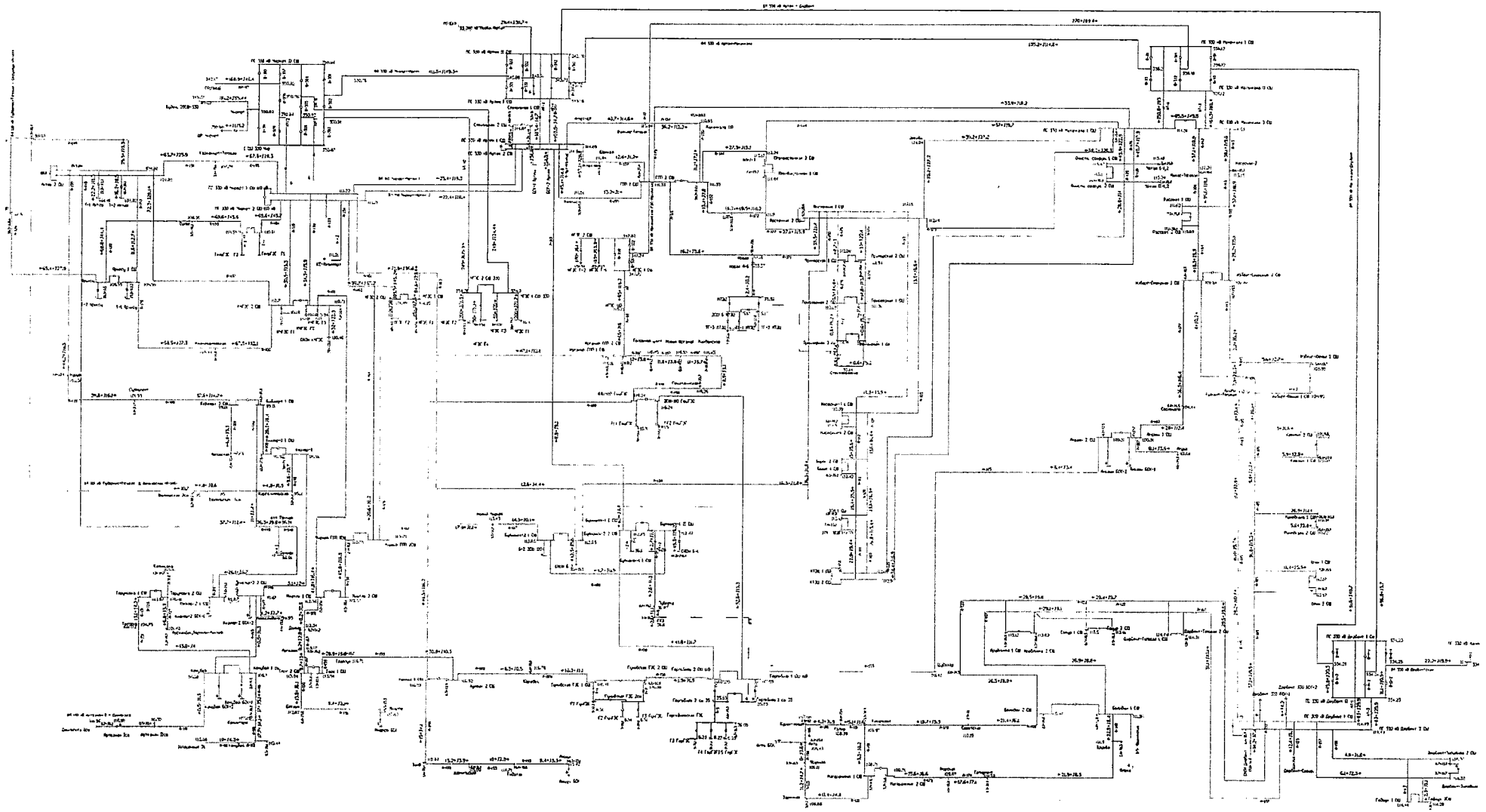


Рисунок 16.17Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

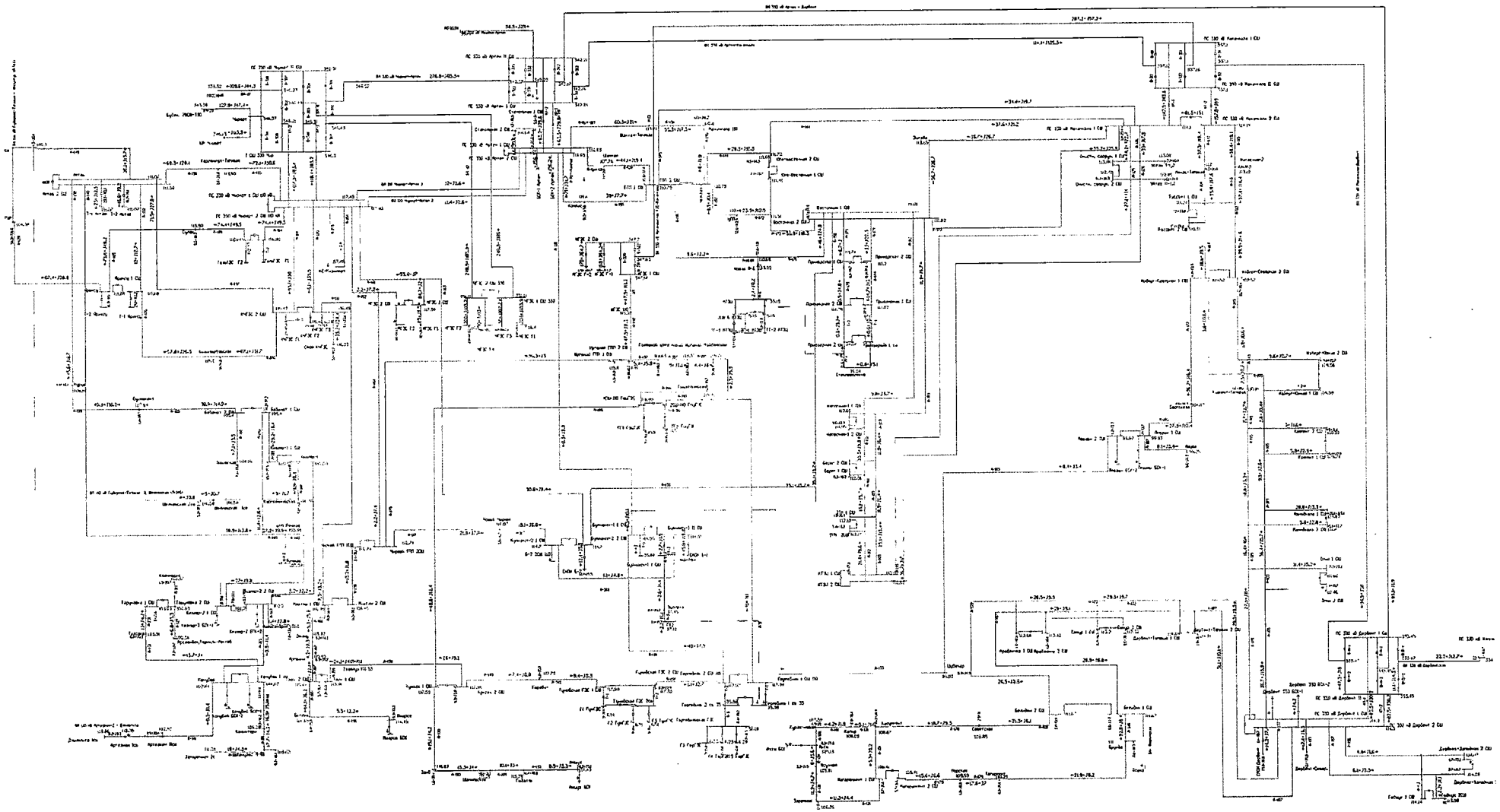


Рисунок 16.18 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал. Нормальный режим.

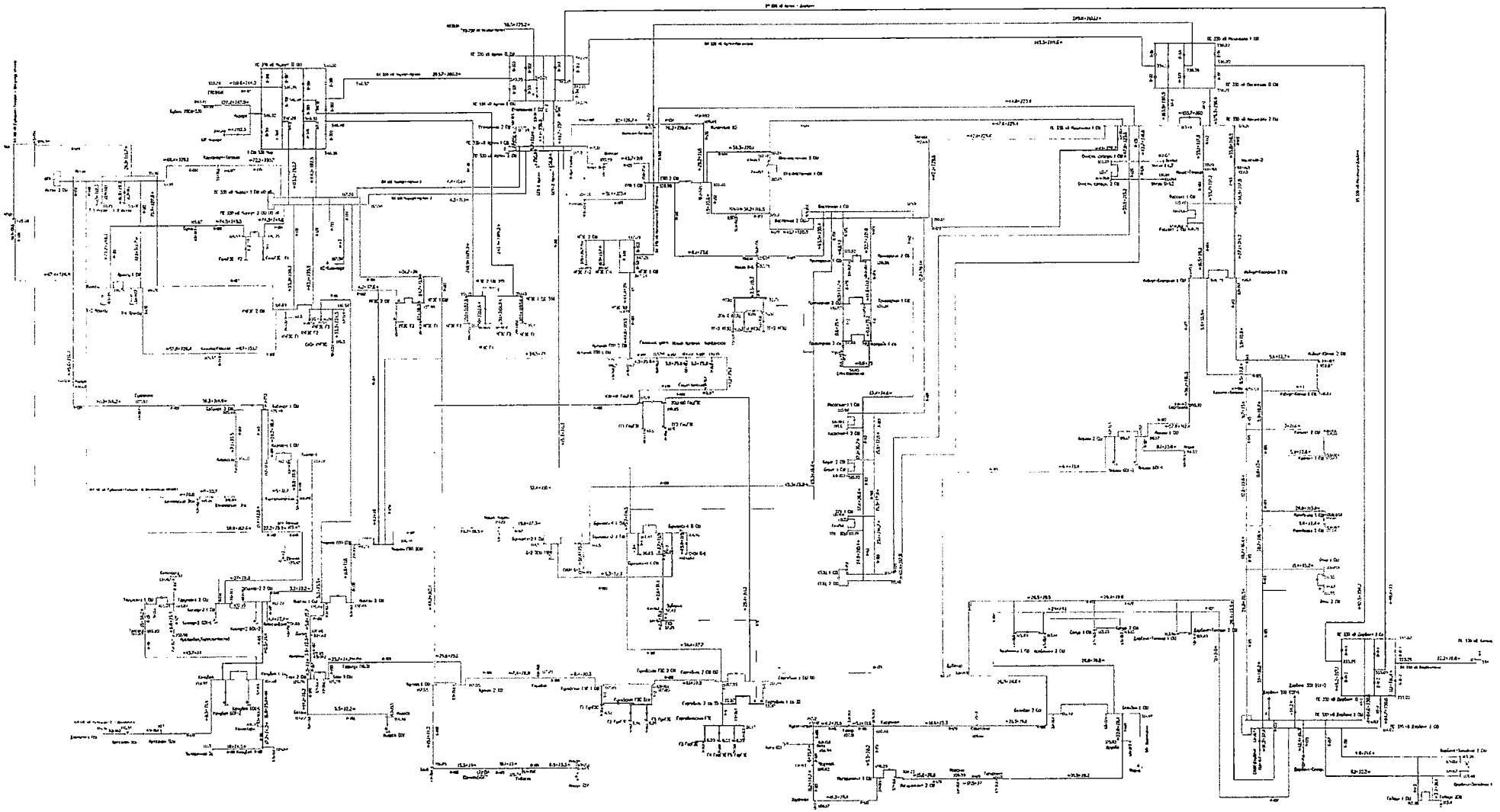


Рисунок 16.19 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Компас в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

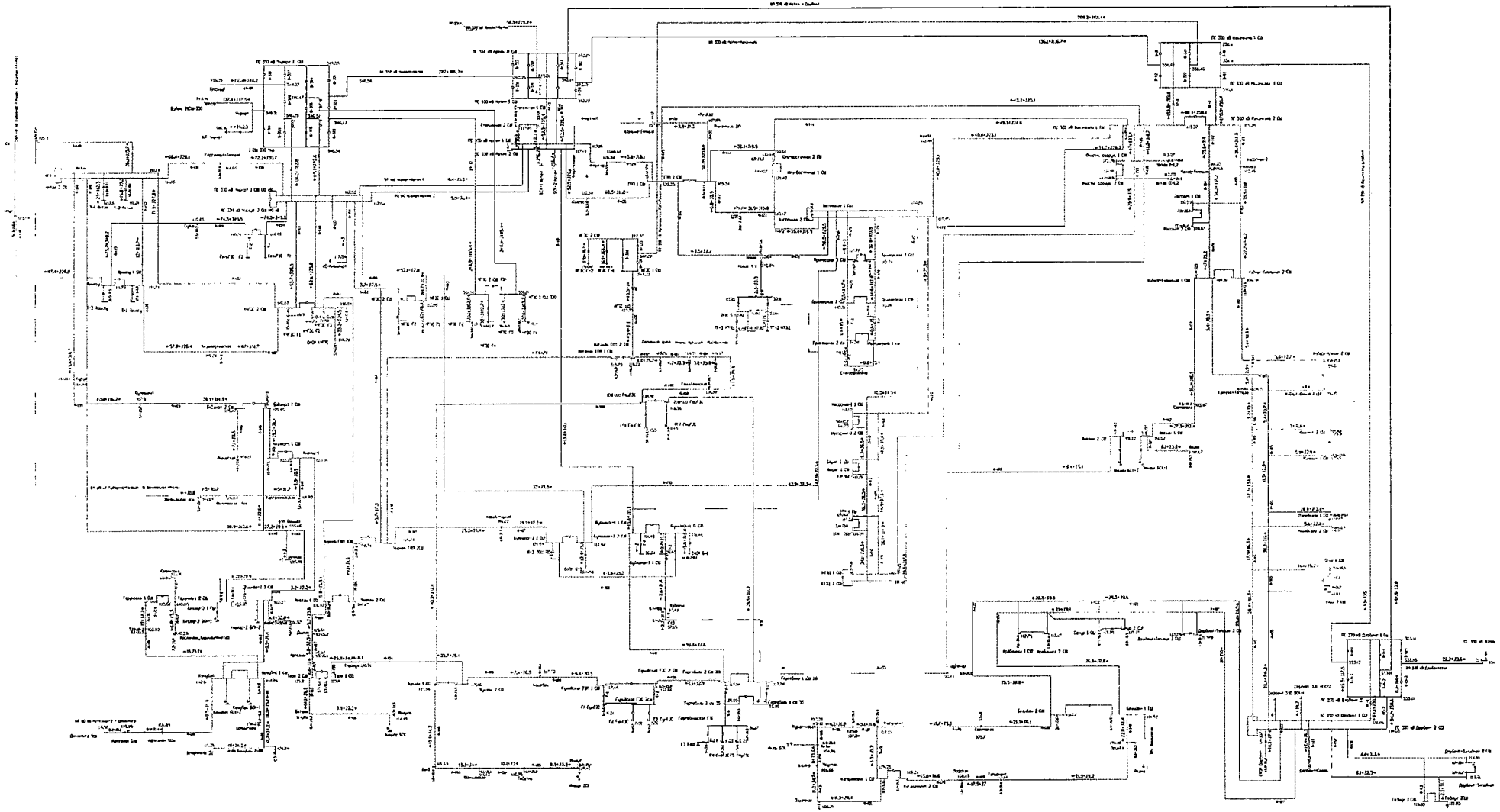


Рисунок 16.20 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

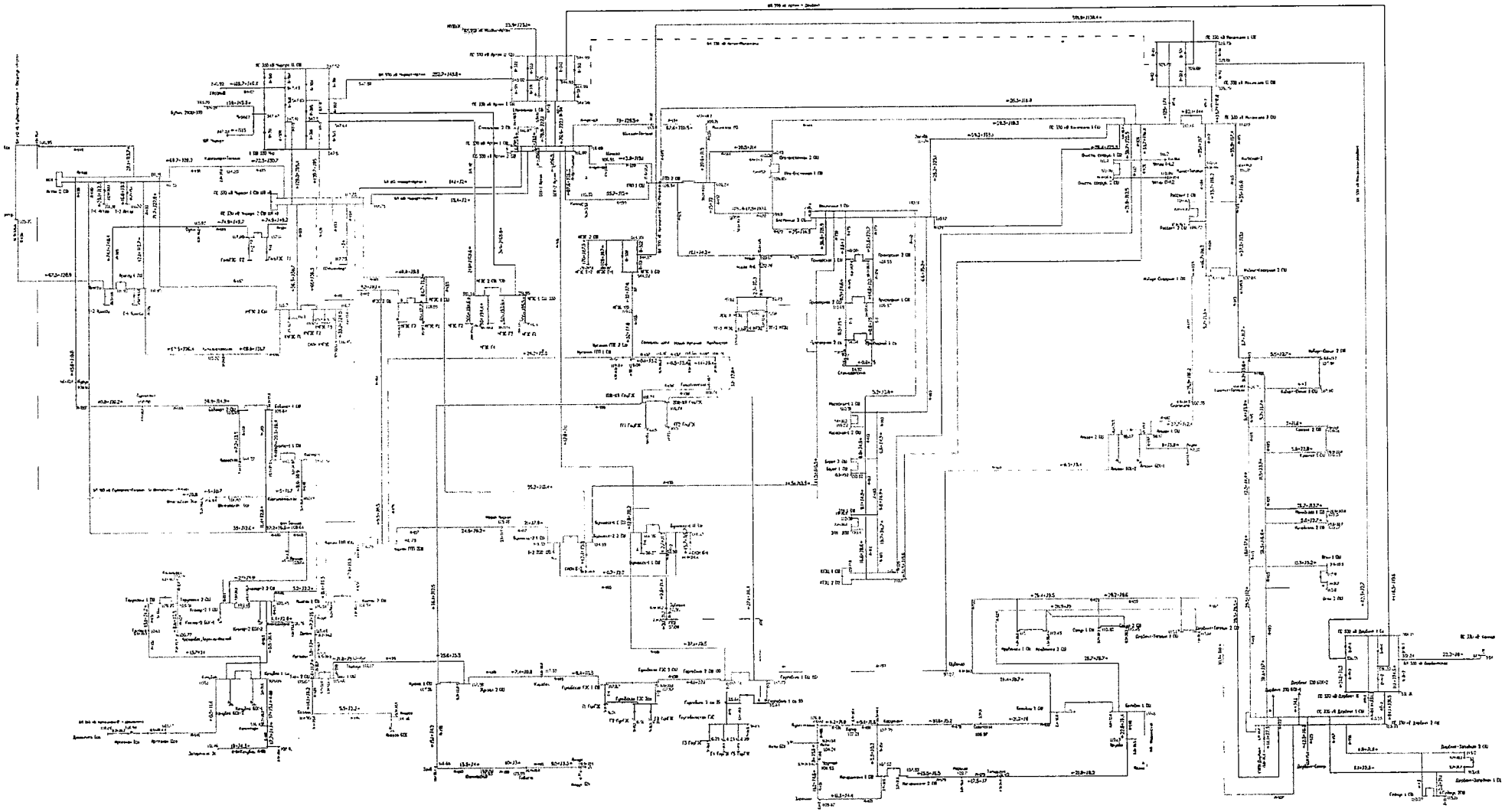


Рисунок 16.21 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

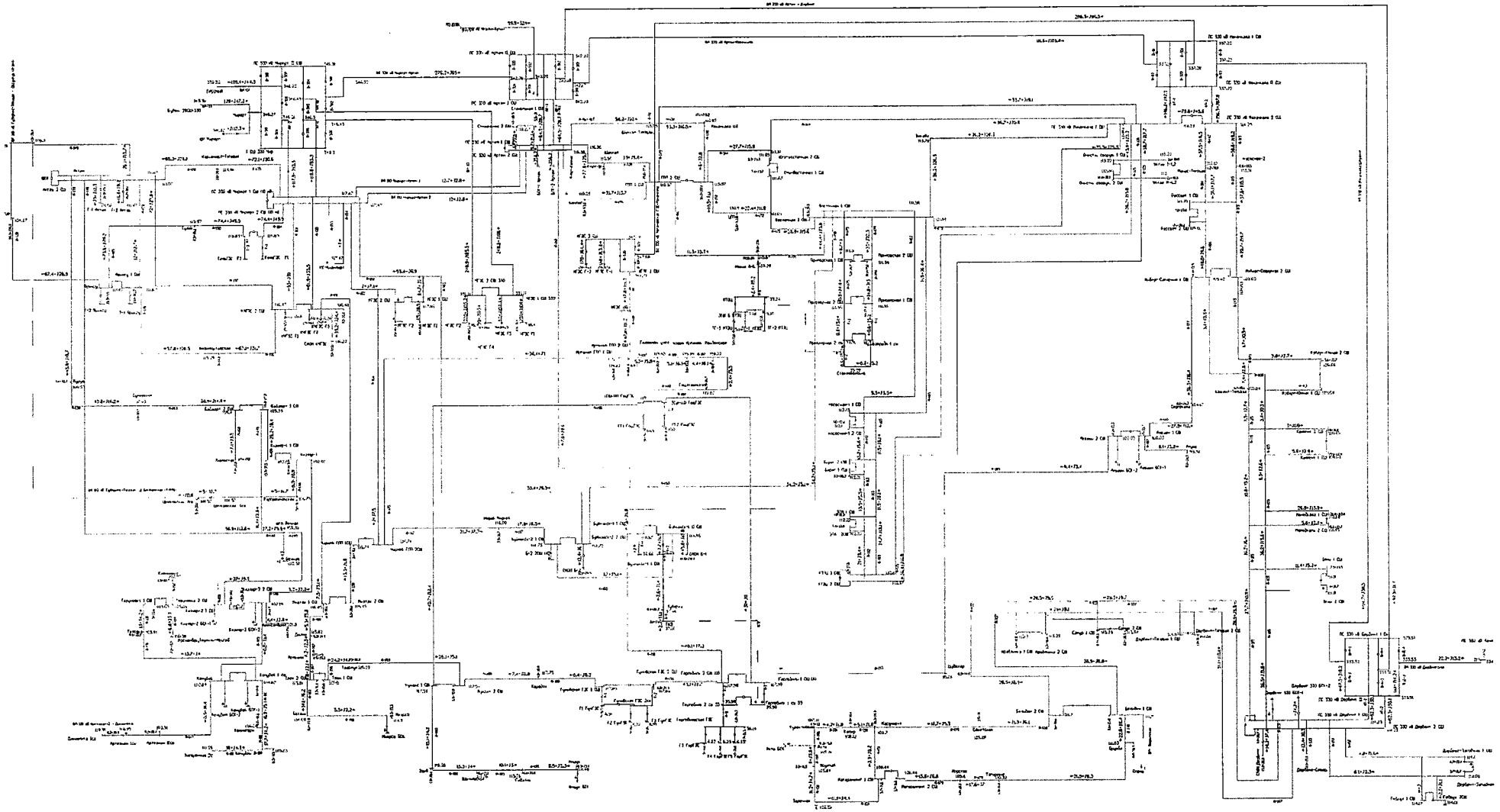


Рисунок 16.22 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас. Нормальный режим.

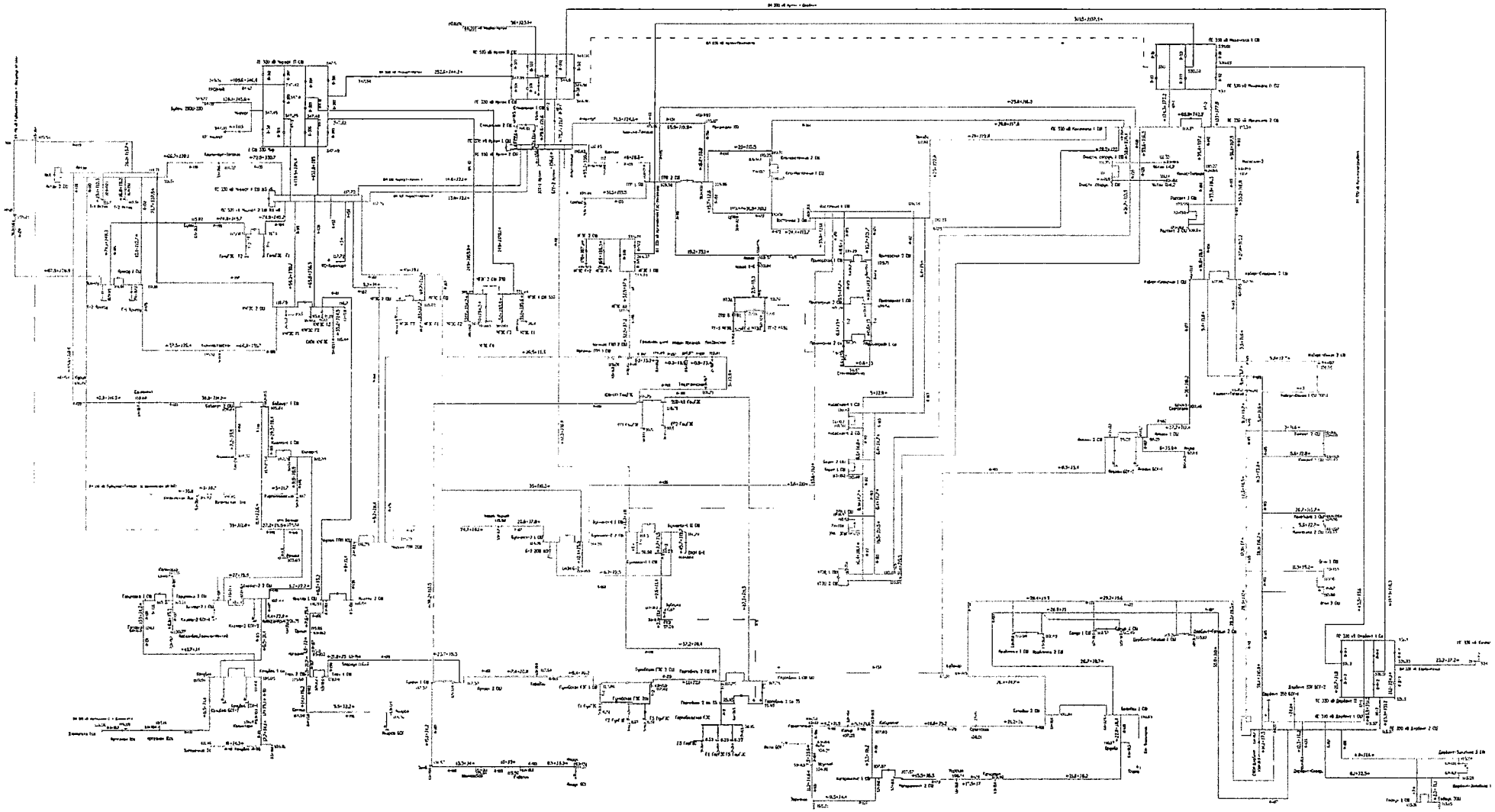


Рисунок 16.23 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас.

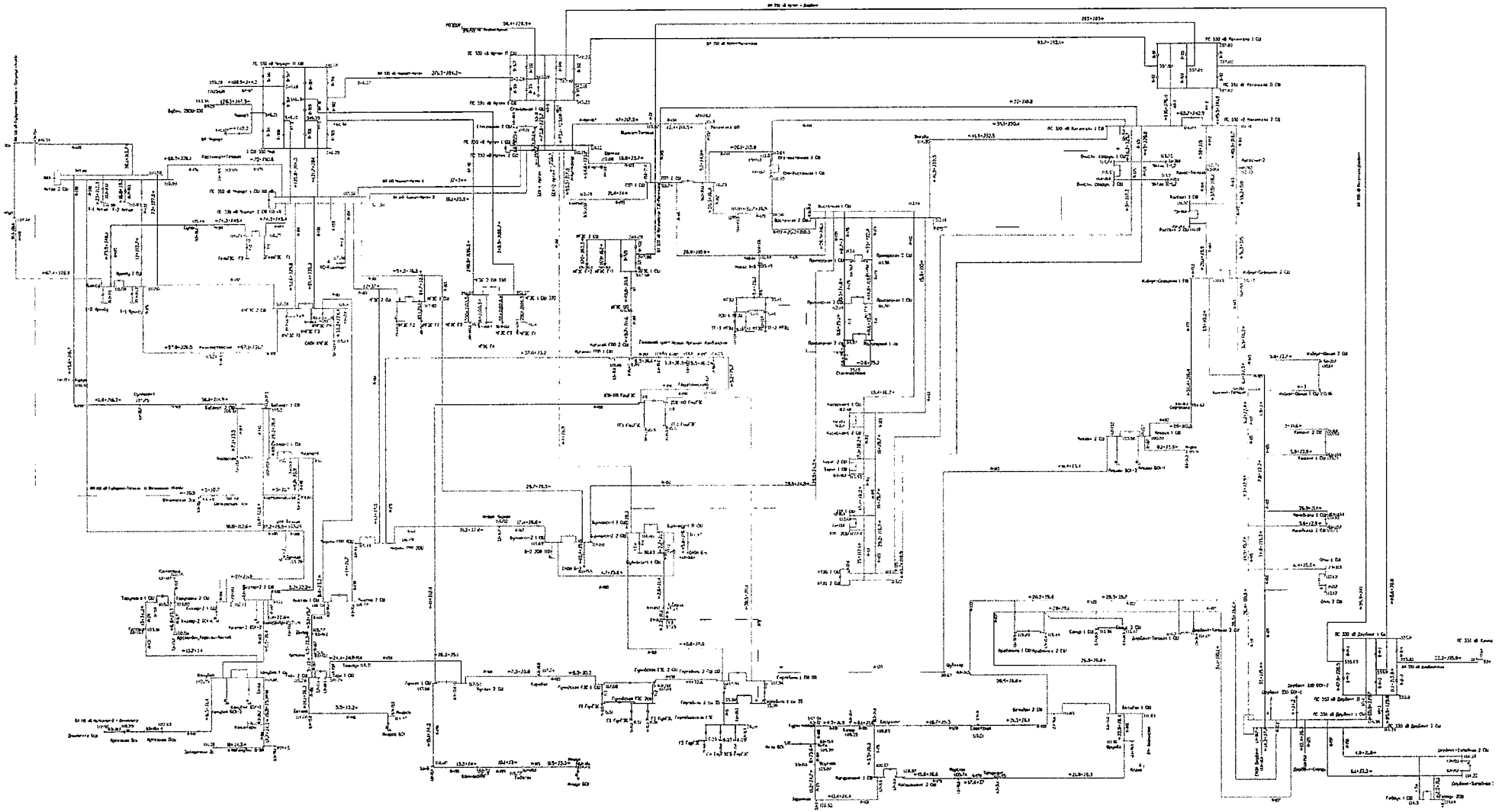


Рисунок 16.24 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173). Нормальный режим.

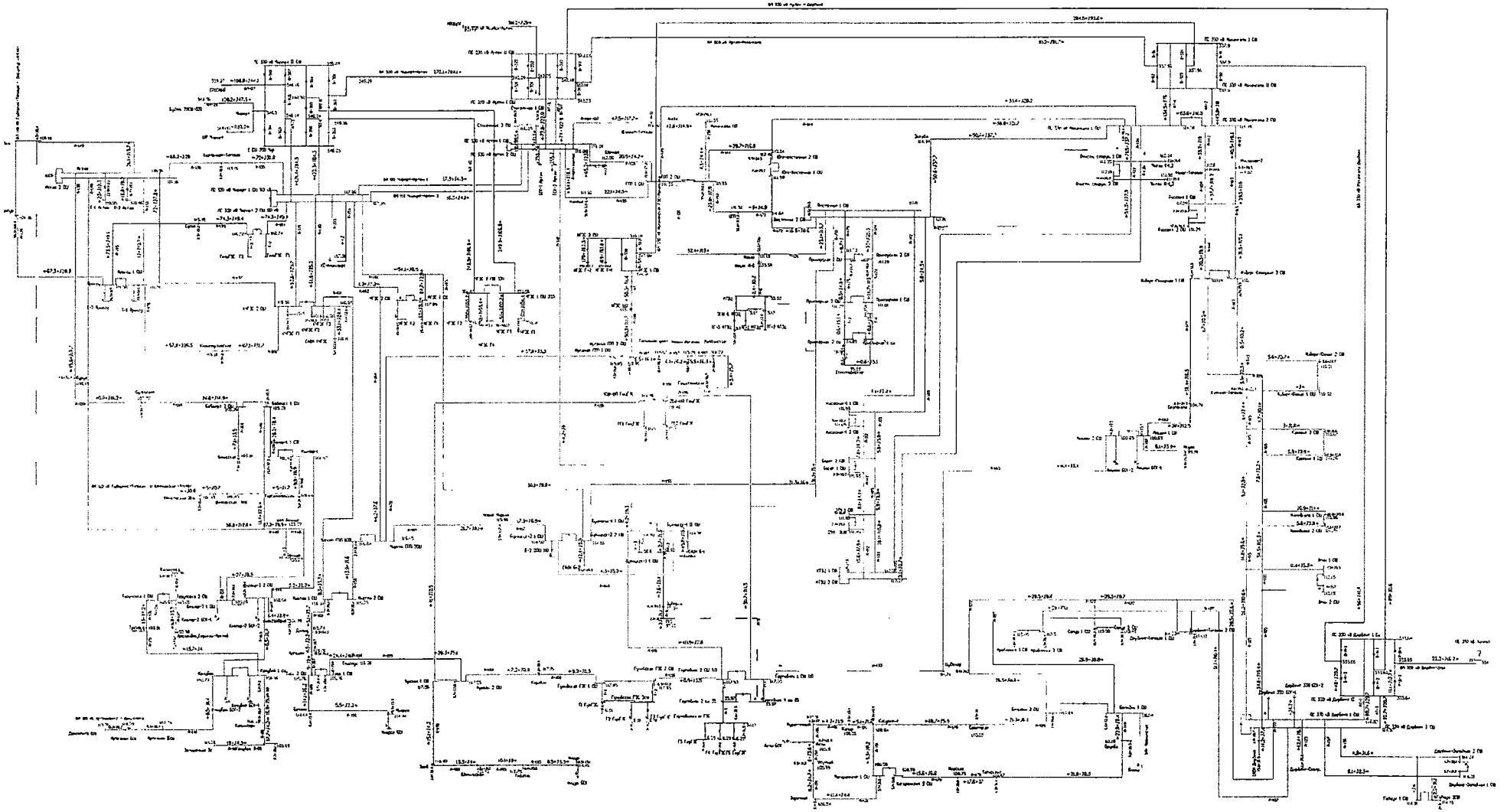


Рисунок 16.25 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

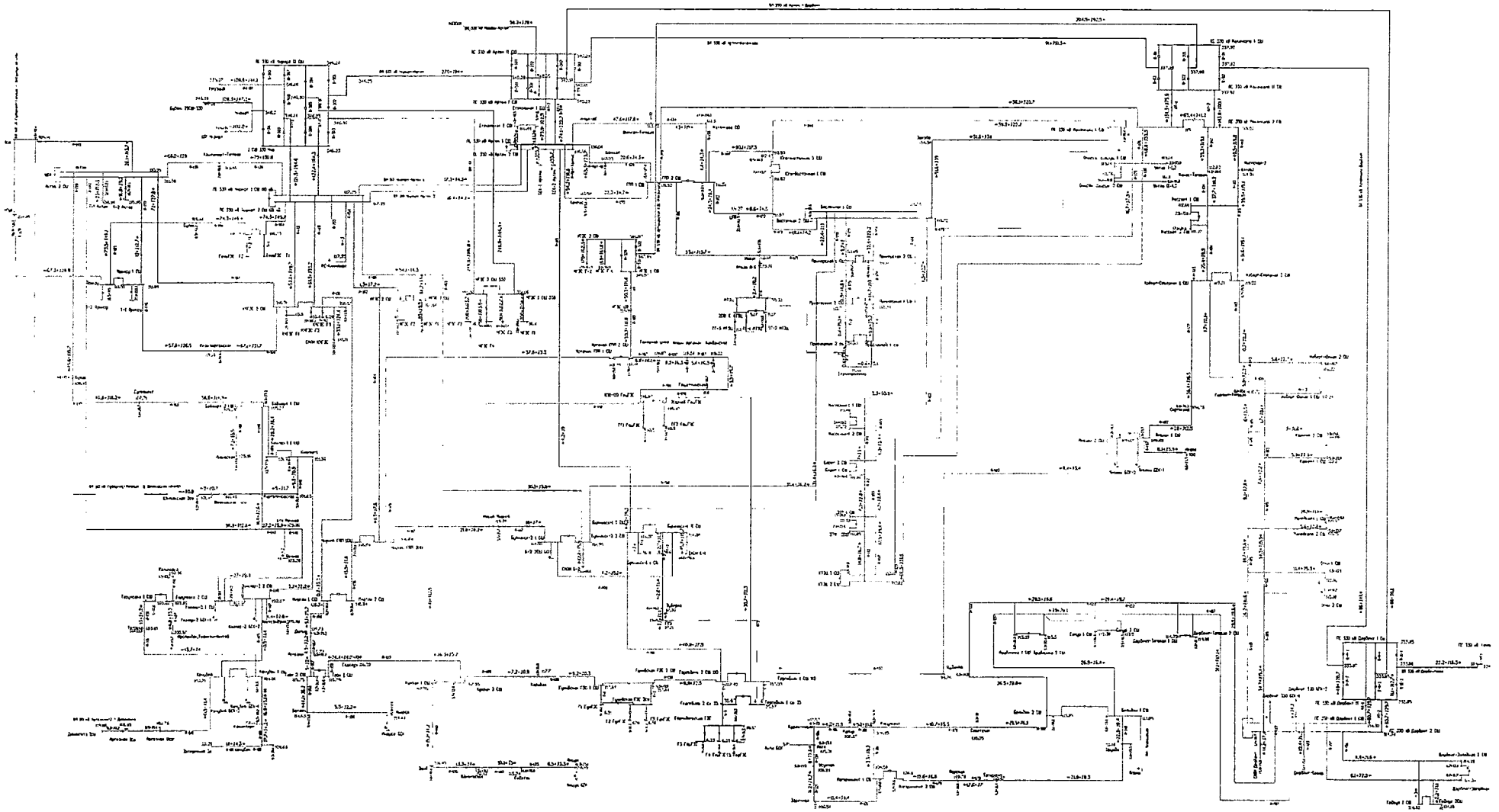


Рисунок 16.26 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

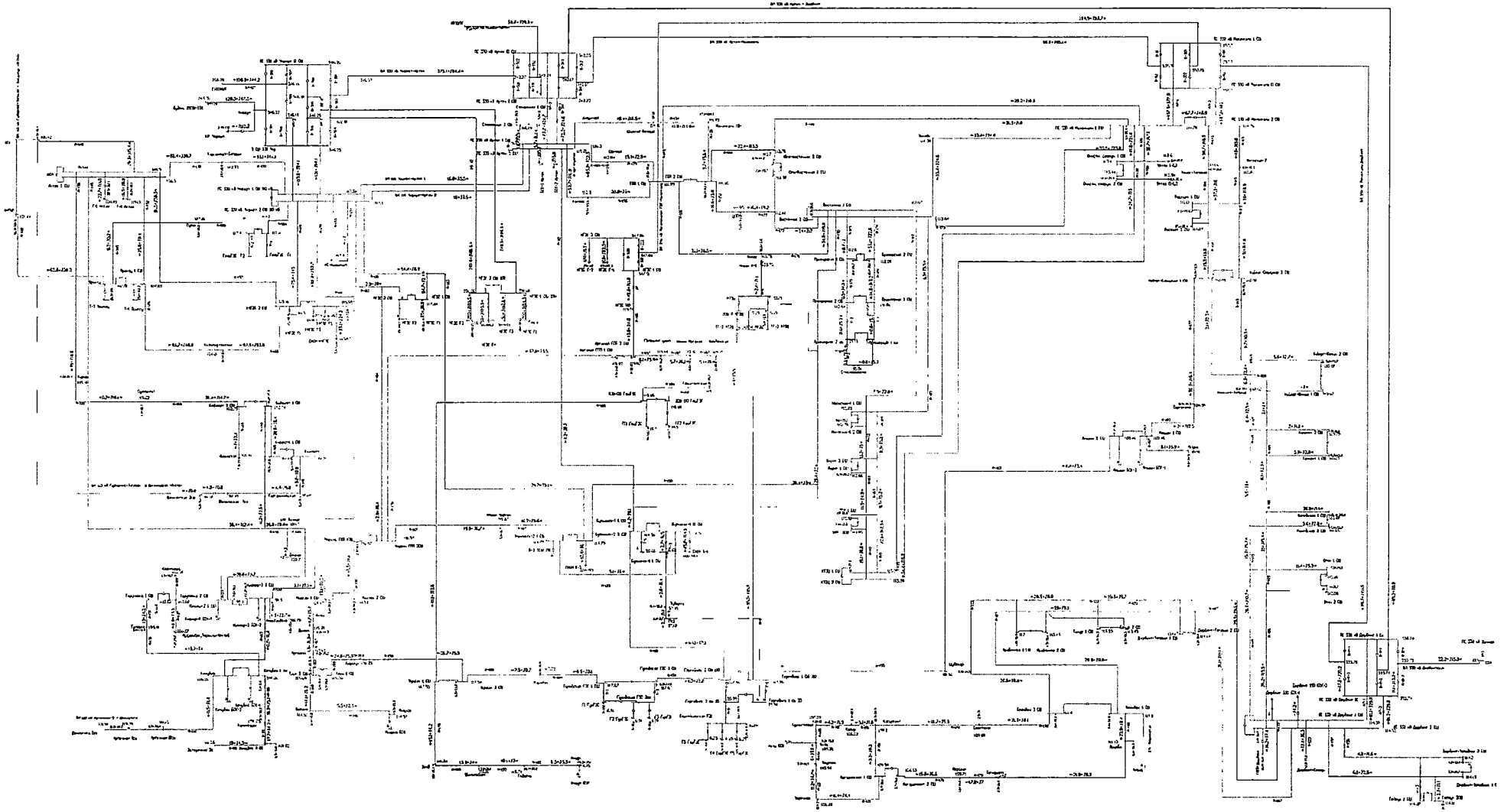


Рисунок 16.27 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199). Нормальный режим.

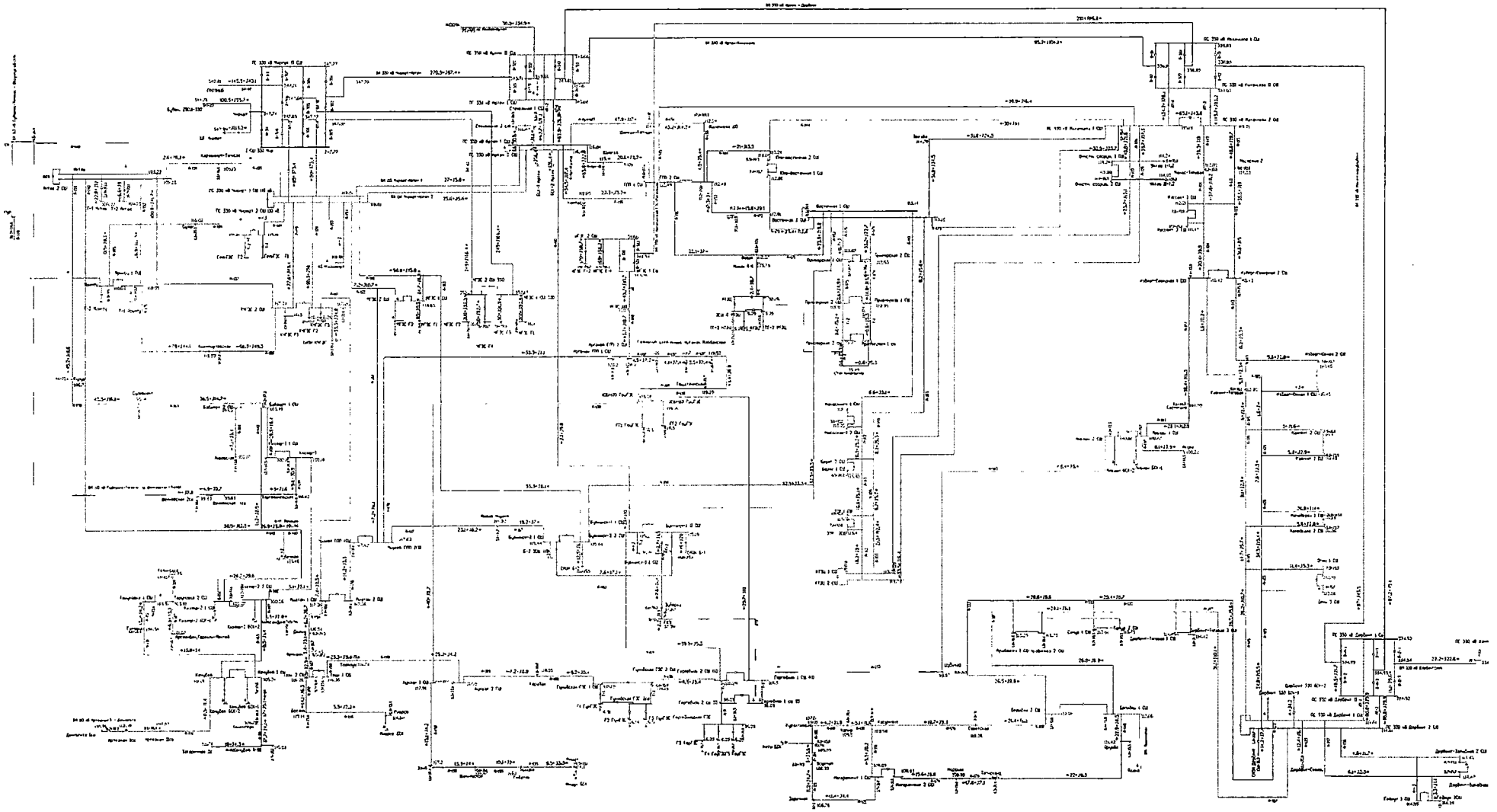


Рисунок 16.28 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

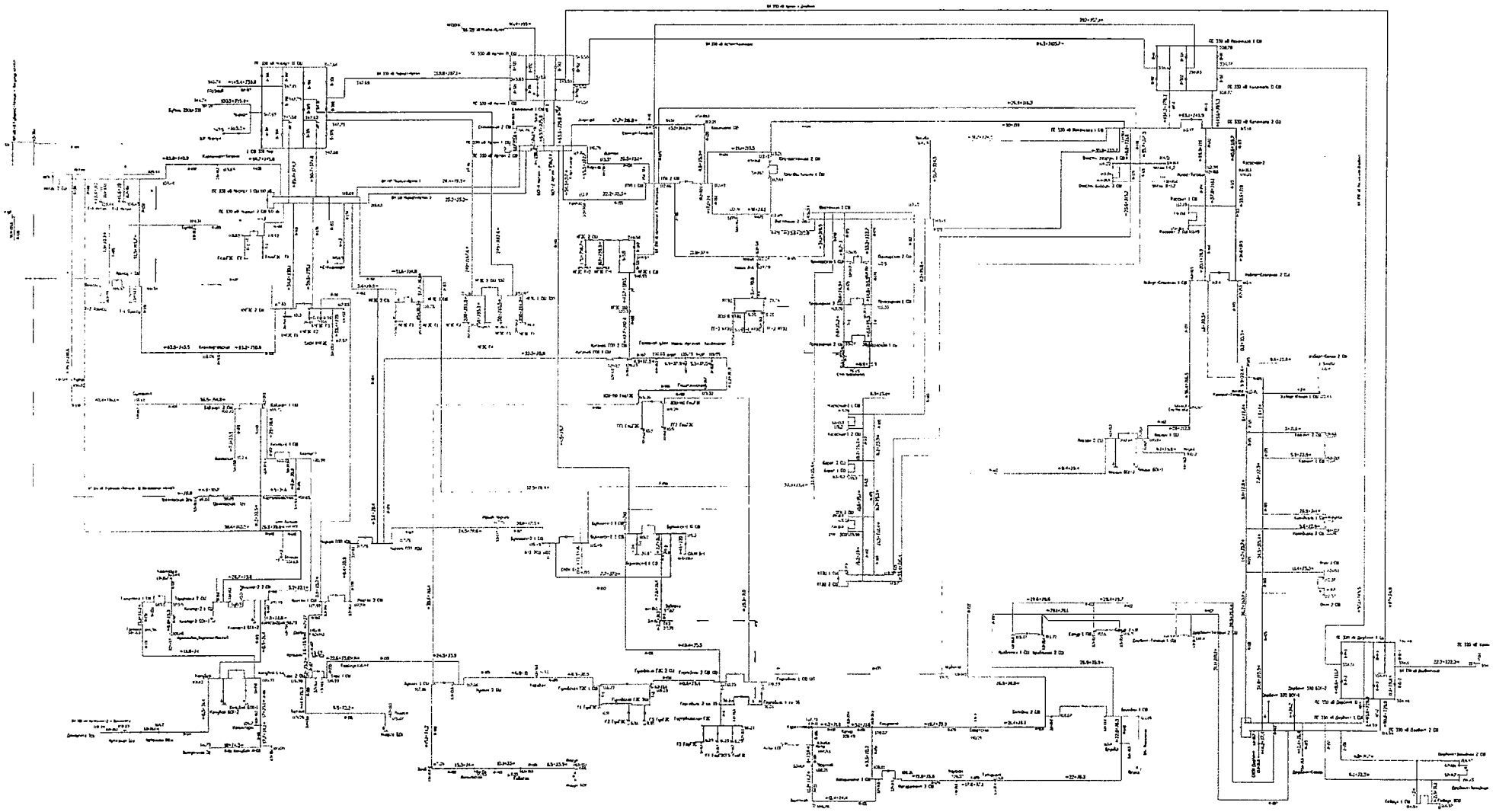


Рисунок 16.29 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чиркейских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

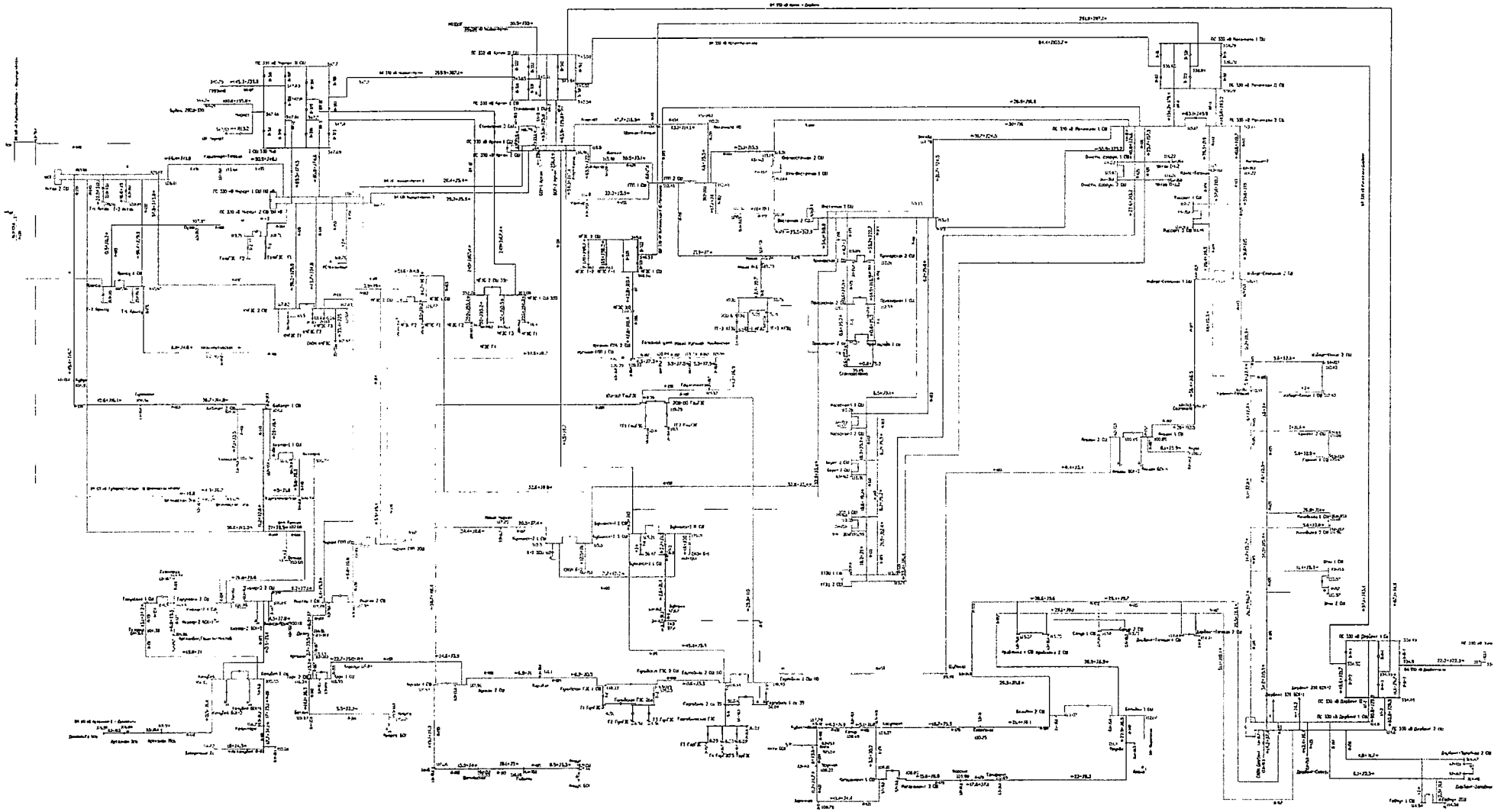


Рисунок 16.30 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

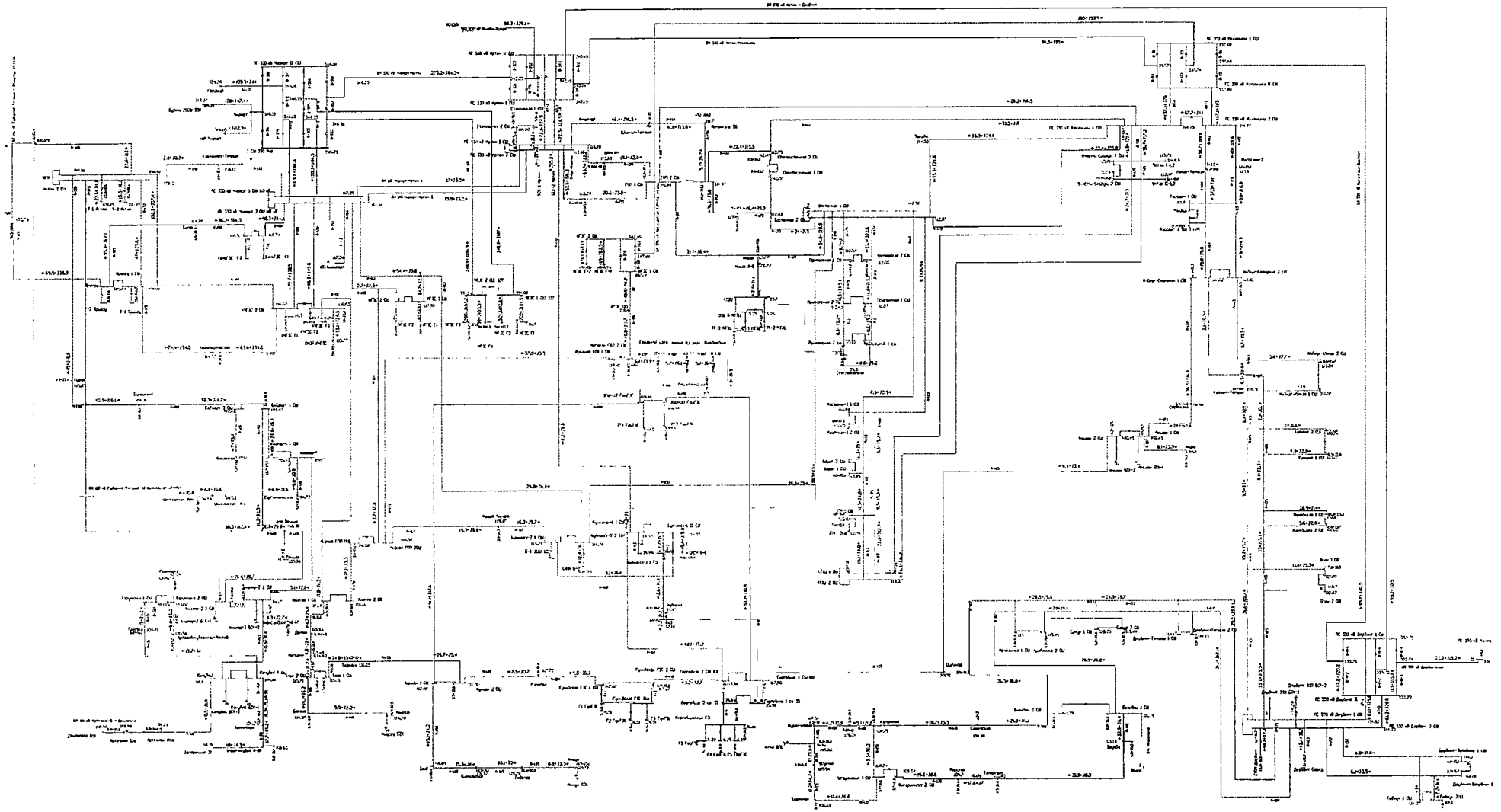


Рисунок 16.31 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Чиркорт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135). Нормальный режим.

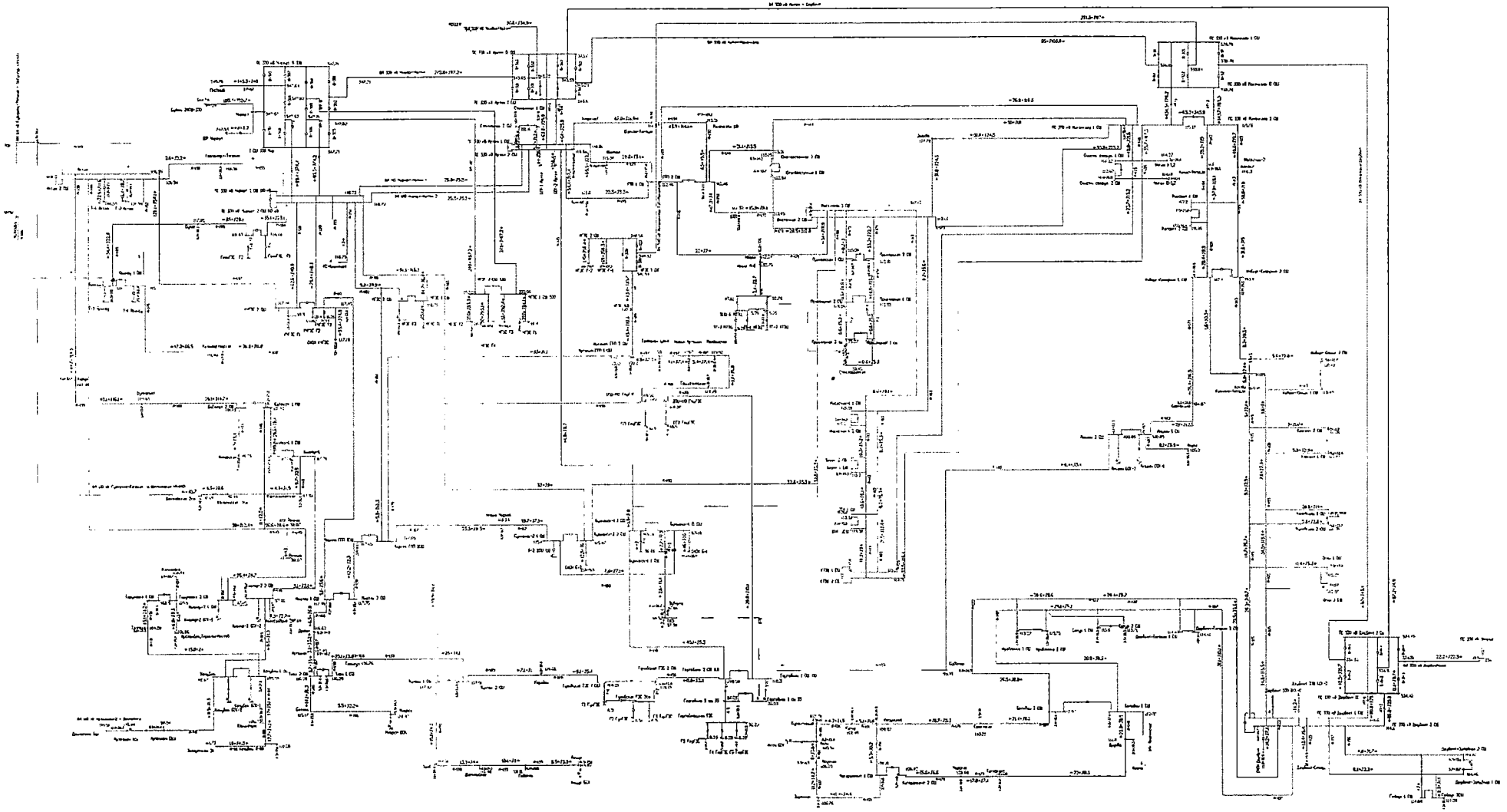


Рисунок 16.32 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

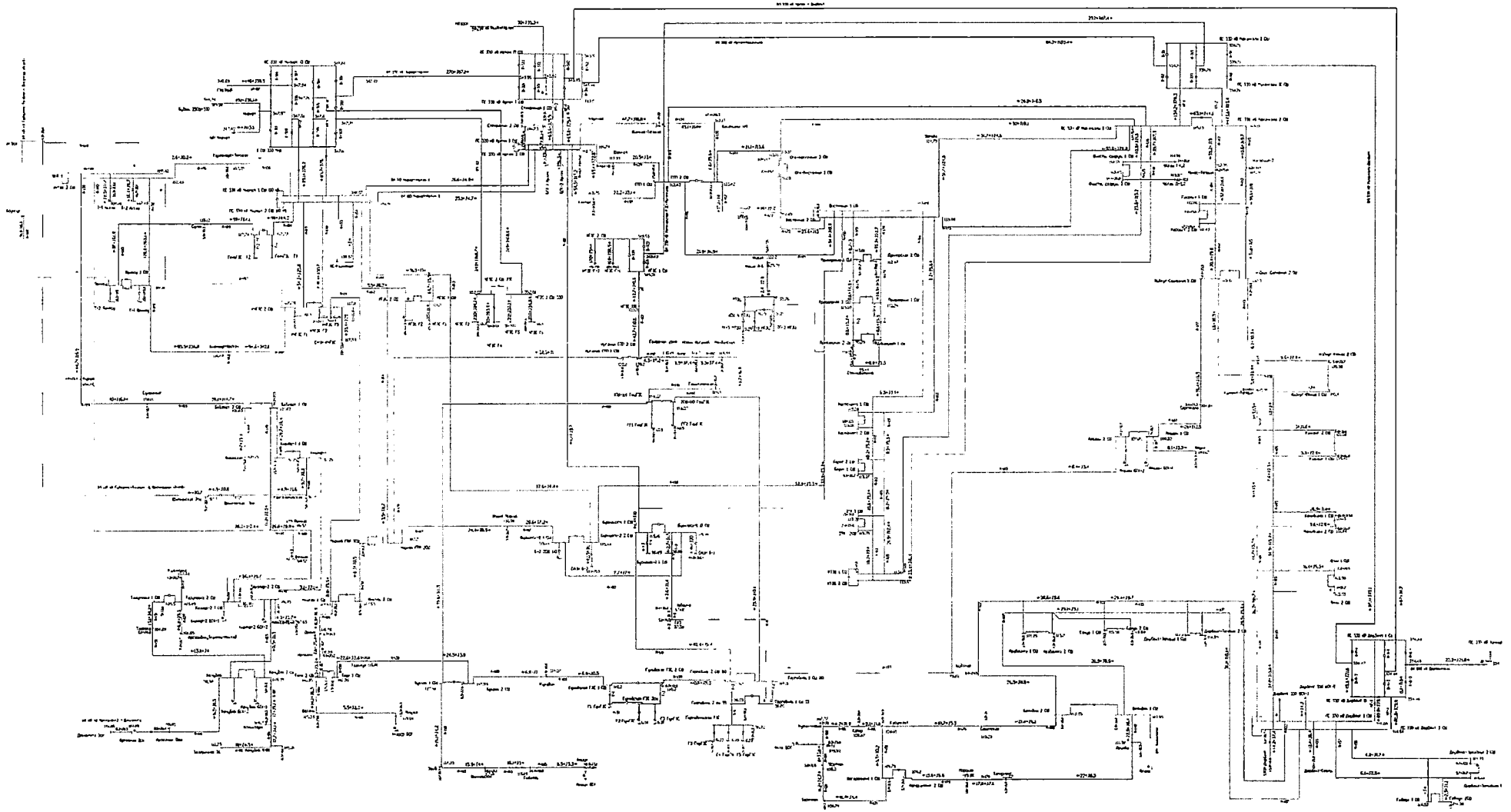


Рисунок 16.33 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний максимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

Приложение 17

Оптимистичный вариант.

Летний минимум 2024 года. Температура окружающей среды 30°С. Потребление 600 МВт.

Нормальная схема

Таблица 17.1

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба	ВЛ-110-108	ВЛ-110-178	ВЛ-110-107	ВЛ-110-122	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Ахты	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$	310	249	249	367	367	88,6	
$I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	373	299	299	441	441	84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба		139	132	87	85	106,5	17.1

Таблица 17.2

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Очистные сооружения	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$	479	479	479	595	915	88,6	
$I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	576	576	576	784	1005	84,7	
Аварийное откл. 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала	341	325	267	333	578	102,8	17.2.

Таблица 17.3

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-139	ВЛ 110 кВ Куруш-Сулевкент	ВЛ-110-169	ВЛ-110-109	ВЛ-110-146	ВЛ-110-140	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Александрия	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	479 576	573 689	423 509	310 373	367 441	423 509	88,6 84,7	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139)		12	16	92	25	267	104,4	17.3.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140)	268	258	254	184	68		102,9	17.4.

Ремонт 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала

Таблица 17.4

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Дербент	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ-110-115	ВЛ-110-105	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Цудахар	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	914 1205	914 1205	479 576	479 576	479 576	595 784	915 1005	367 441	367 441	88,6 84,7	
Нормальный режим	806	271	204	172	152	216	499	130	118	102,5	17.5.
Аварийное откл. АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала		341	360	347	284	287	535	211	187	93,9	17.6.
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент	839	485	210	179	157	223	501	100	93	101,8	17.7.

Ремонт АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Чирюрт

Таблица 17.5

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем	АТ-1 на Ирганайской ГЭС	ВЛ-110-188	АТ-1(АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт I цепь	ВЛ 110 кВ Артем - Чирюрт II цепь	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	595 784	667 720	667 802	915 1005	479 576	479 576	88,6 84,7	
Нормальный режим	221	93	93	725	74	70	106,7	17.8.
Аварийное откл. АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Артем	310	104	105	758	66	63	106,8	17.9.
Аварийное откл. АТ-2(АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала	269	118	118	764	77	73	106,4	17.10.
Аварийное откл. АТ на ПС 330 кВ Ирганайской ГЭС	233			750	79	75	106,7	17.11.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал

Таблица 17.6

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Компас	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	479 576	479 576	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	229	[illegible]	17.12.
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	223	190	17.13.

Ремонт ВЛ 110 кВ Артем - Компас

Таблица 17.7

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал	ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	479 576	479 576	
Аварийное откл. ВЛ 330 кВ Артем-Махачкала	241	183	17.14.

Ремонт ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173)

Таблица 17.8

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-125	ВЛ-110-126	ВЛ-110-144	ВЛ-110-145	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	367 400	317 381	397 477	397 477	
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126)	326		179	173	17.15.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125)		318*	182	176	17.16.

*- перегруз ликвидируется загрузкой Г-1 Миатлинской ГЭС

Ремонт ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199)

Таблица 17.9

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-135	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	423 509	423 509	479 576	479 576	88,6 84,7	
Нормальный режим	267	272	292	66	107,7	17.17.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)		433*	403	35	104,9	17.18.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	412		424	53	105,1	17.19.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106)	396	441*		337	105,2	17.20.

*- перегруз ликвидируется переводом потребителей на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго).

Ремонт ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135)

Таблица 17.10

Контролируемый элемент / Нормативное возмущение	ВЛ-110-137	ВЛ-110-106	ВЛ-110-132	ВЛ-110-185	ВЛ-110-184	Напряжение на СШ-110 ПС 110 кВ Кизляр-2	№ рис.
$I_{длдоп}$, А / $U_{мин. доп.}$ $I_{авдоп}$, А / $U_{ав. доп.}$	423 509	479 576	479 576	479 576	573 689	88,6 84,7	
Нормальный режим	301	242	154	291	290	107,5	17.21.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132)	415	186	[illegible]	235	234	105,6	17.22.
Аварийное откл. ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137)	[illegible]	395	433	443	443	104,1	17.23.

*-перегруз ликвидируется переводом потребителей на соседние энергосистемы (Чеченэнерго, Калмэнерго).

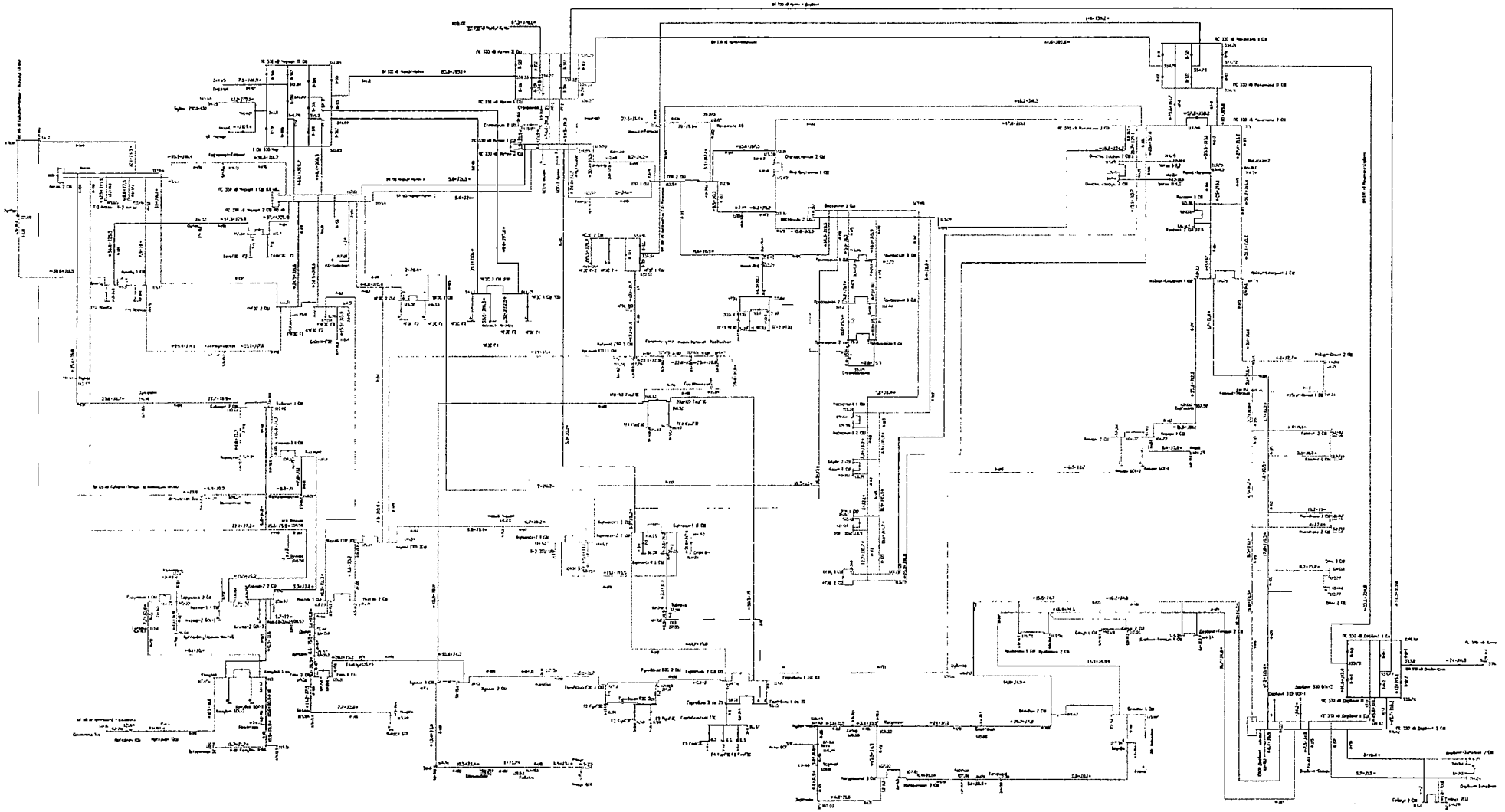


Рисунок 17.1 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Белиджи - Оружба в нормальной схеме.

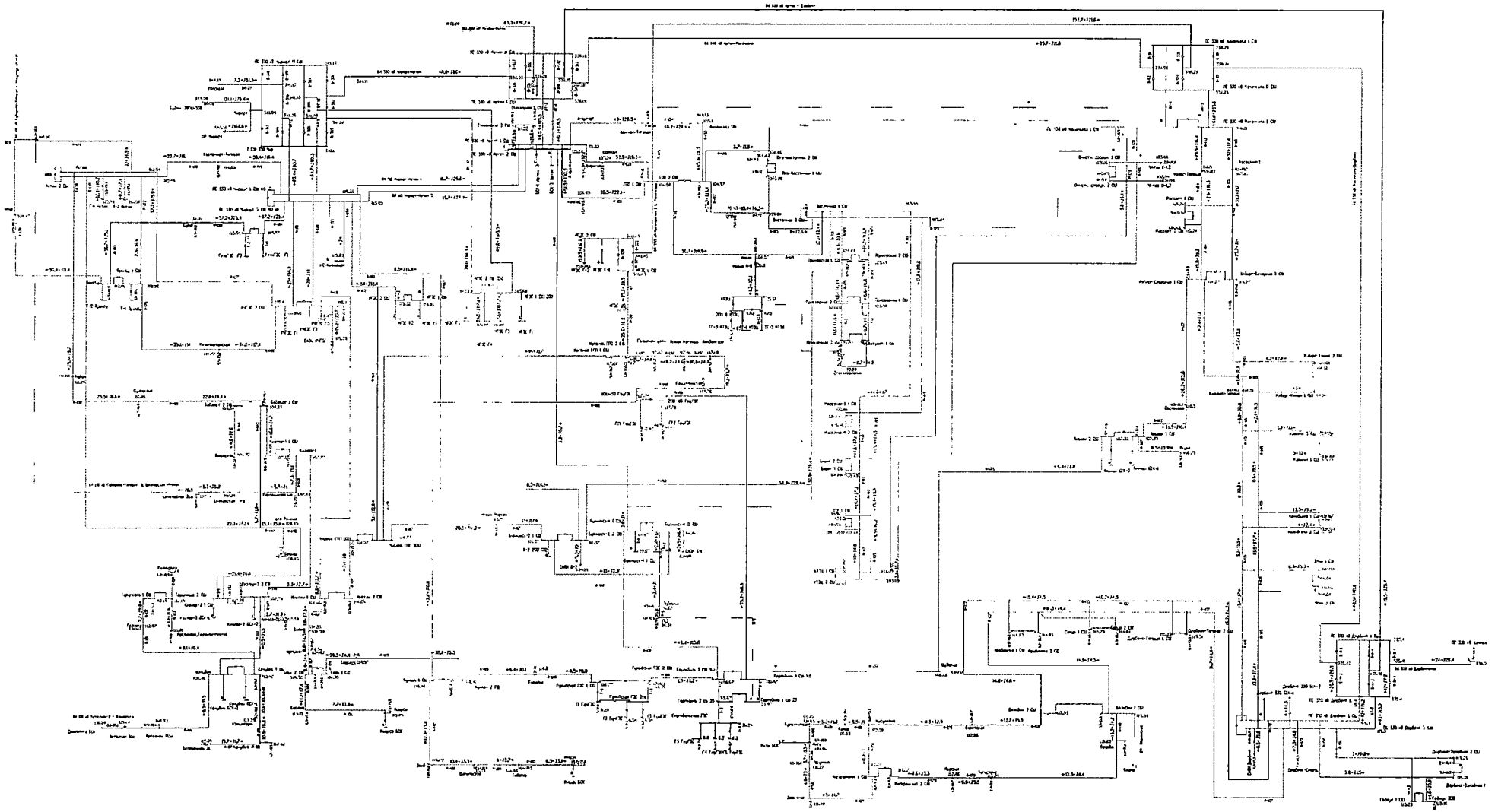


Рисунок 17.2 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение 1 СШ-110 на ПС 330 кВ Махачкала в нормальной схеме.

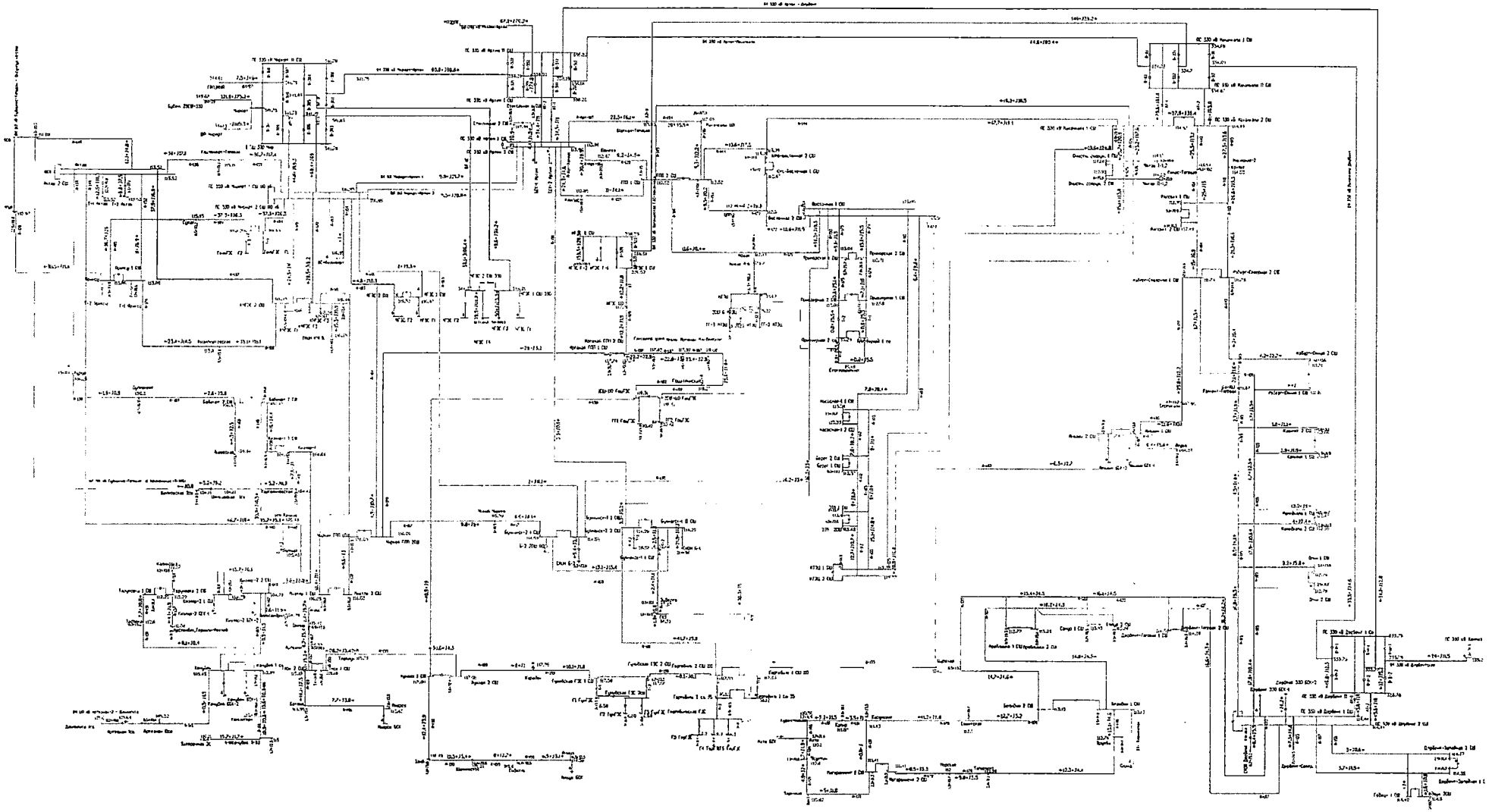


Рисунок 17.3 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Куруш(ВЛ-110-139) в нормальной схеме.

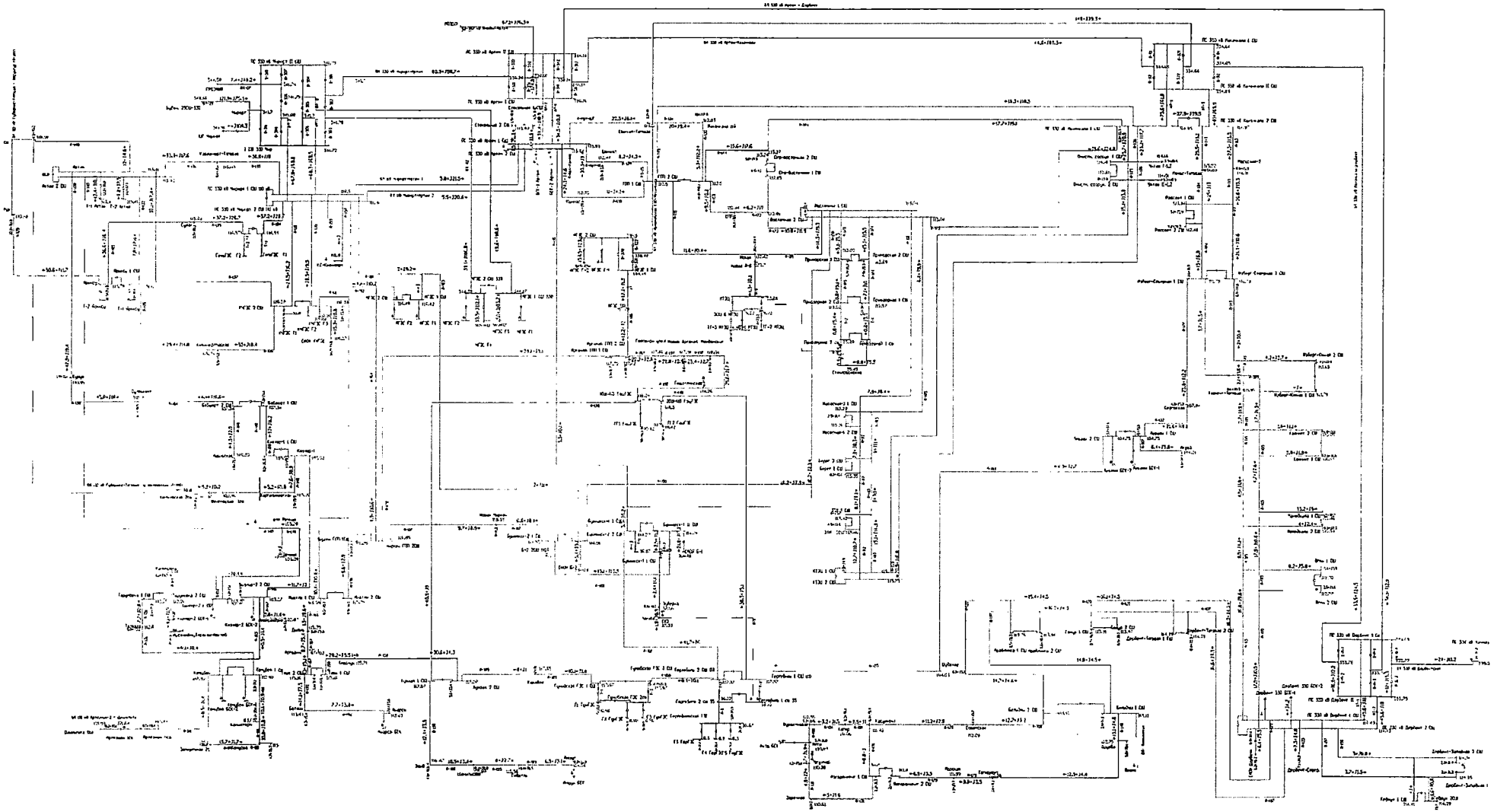


Рисунок 17.4 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Кизляр-2 с отпайками (ВЛ-110-140) в нормальной схеме.

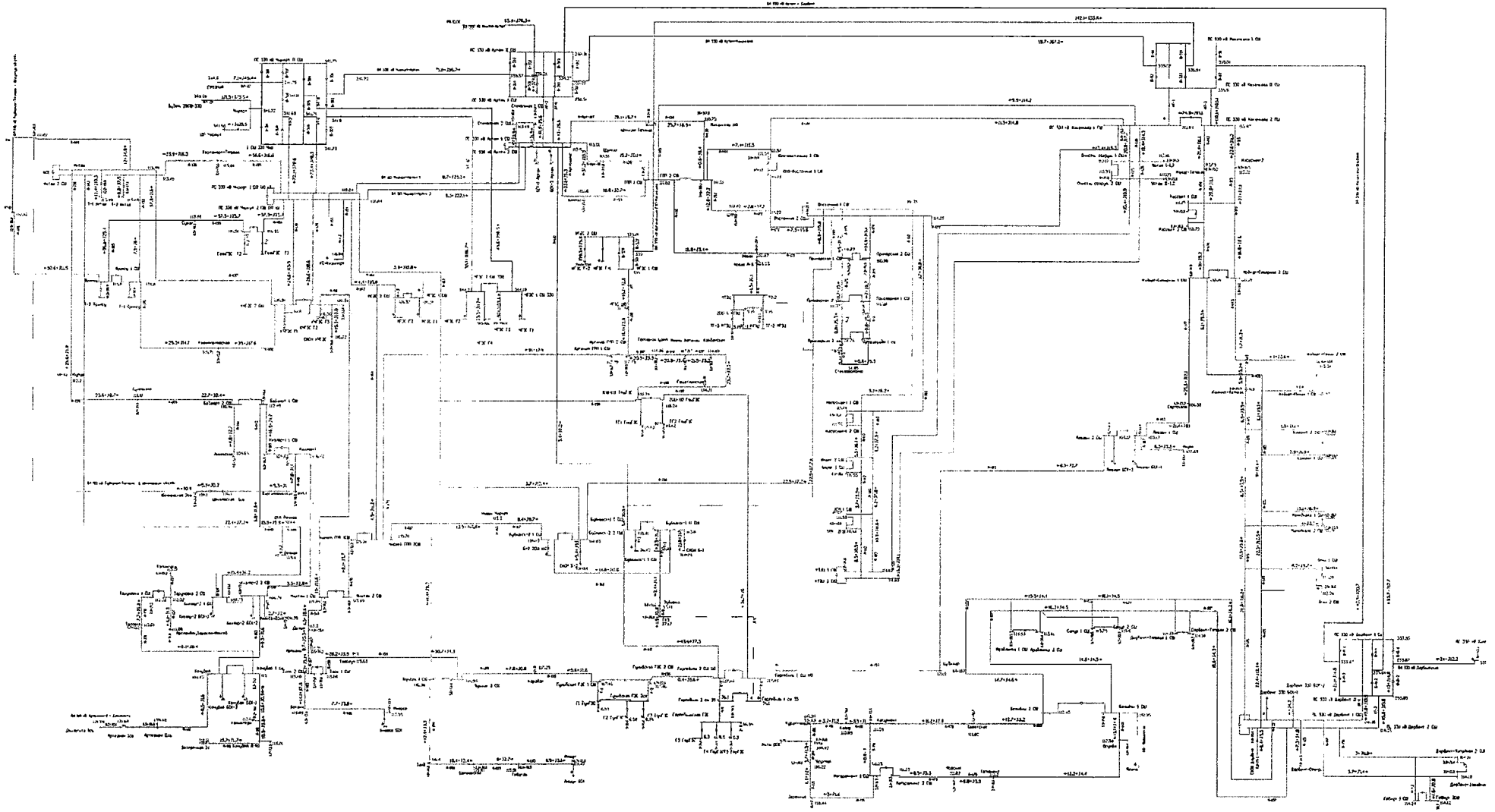


Рисунок 17.5 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Схема ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала. Нормальный режим.

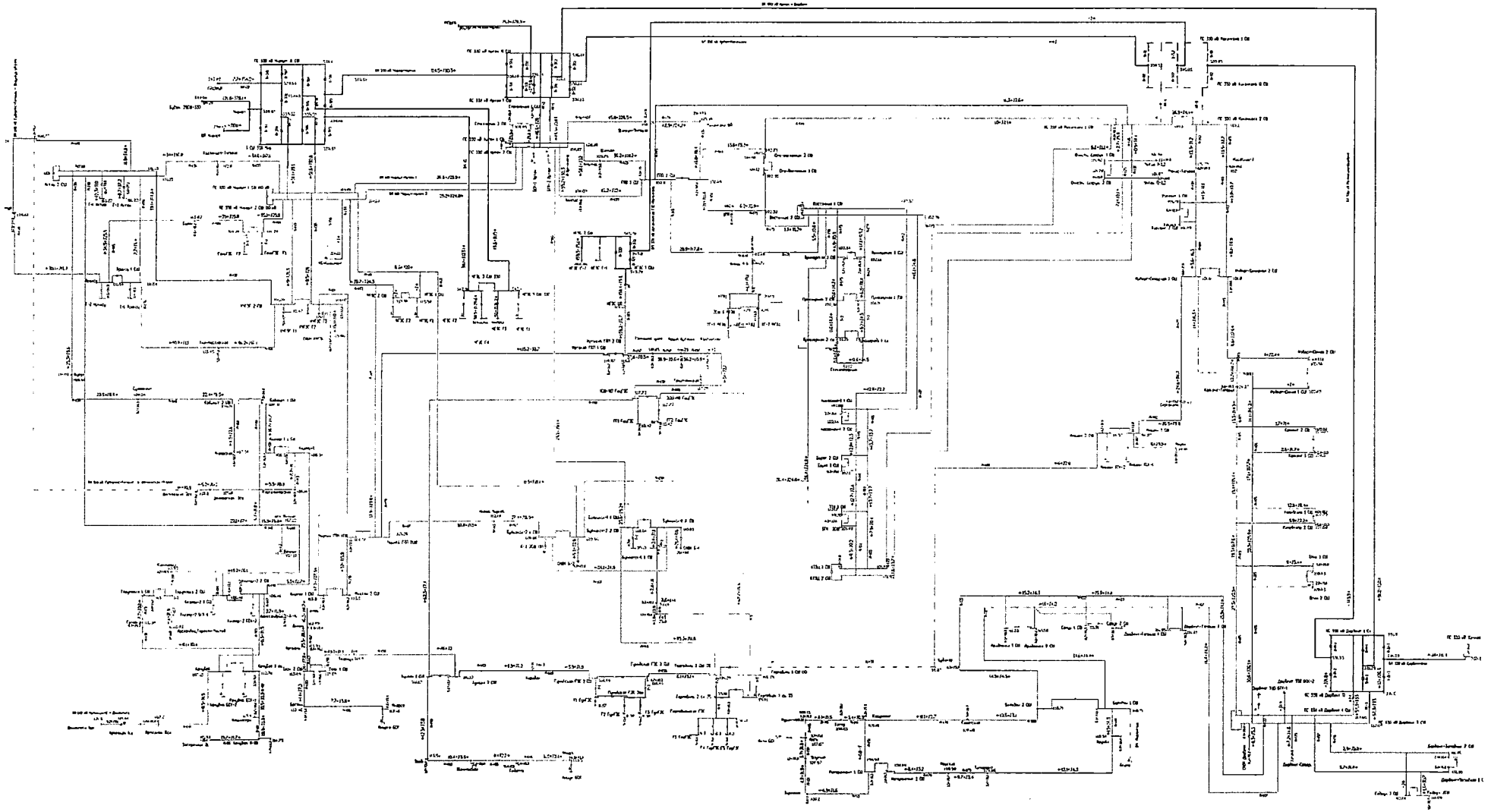


Рисунок 17.6 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

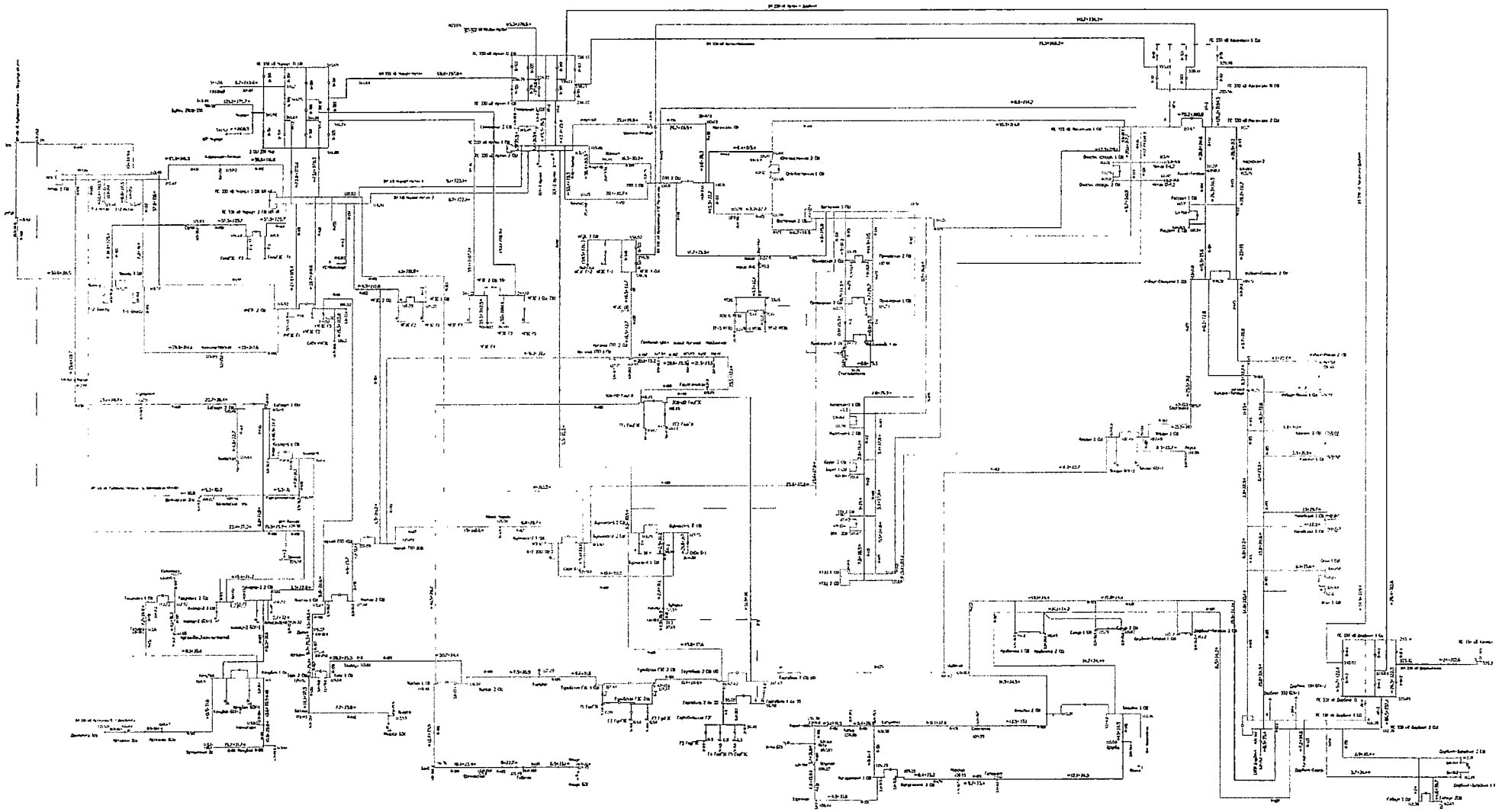


Рисунок 17.7 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Дербент в схеме ремонта 1(2)СШ-330 на ПС 330 кВ Махачкала.

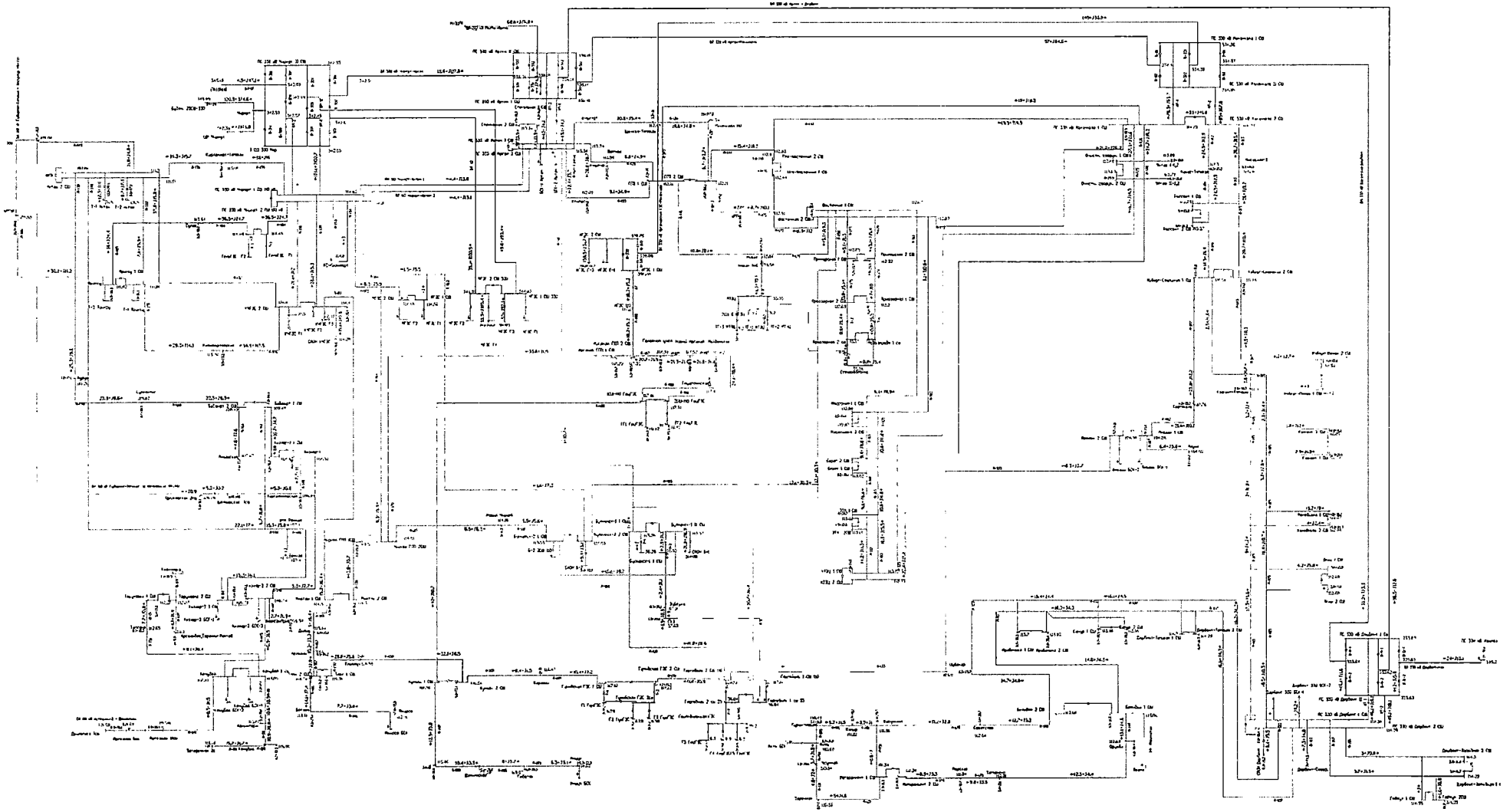


Рисунок 17.8 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Схема ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт. Нормальный режим.

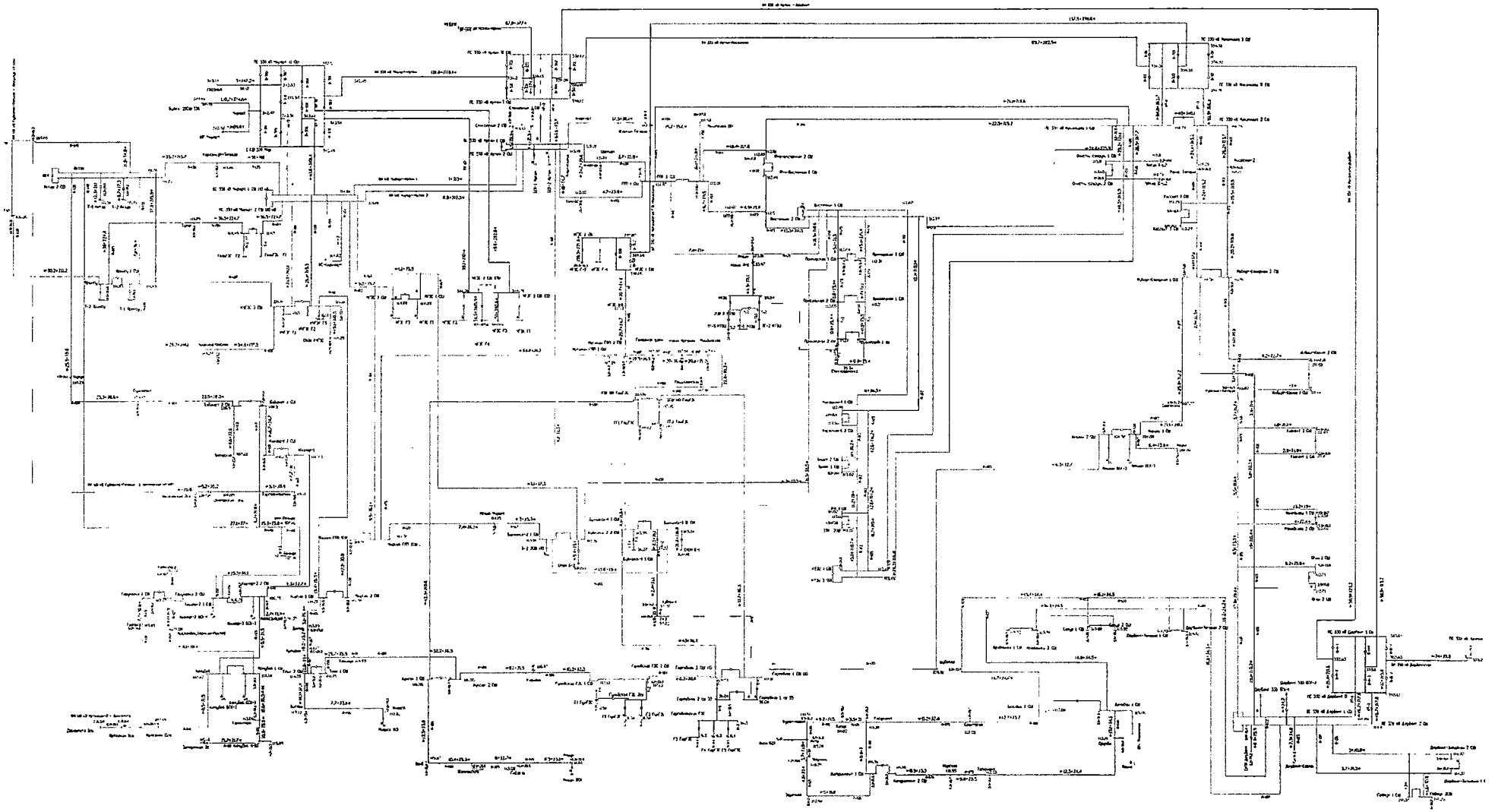


Рисунок 17.9 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Артем в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

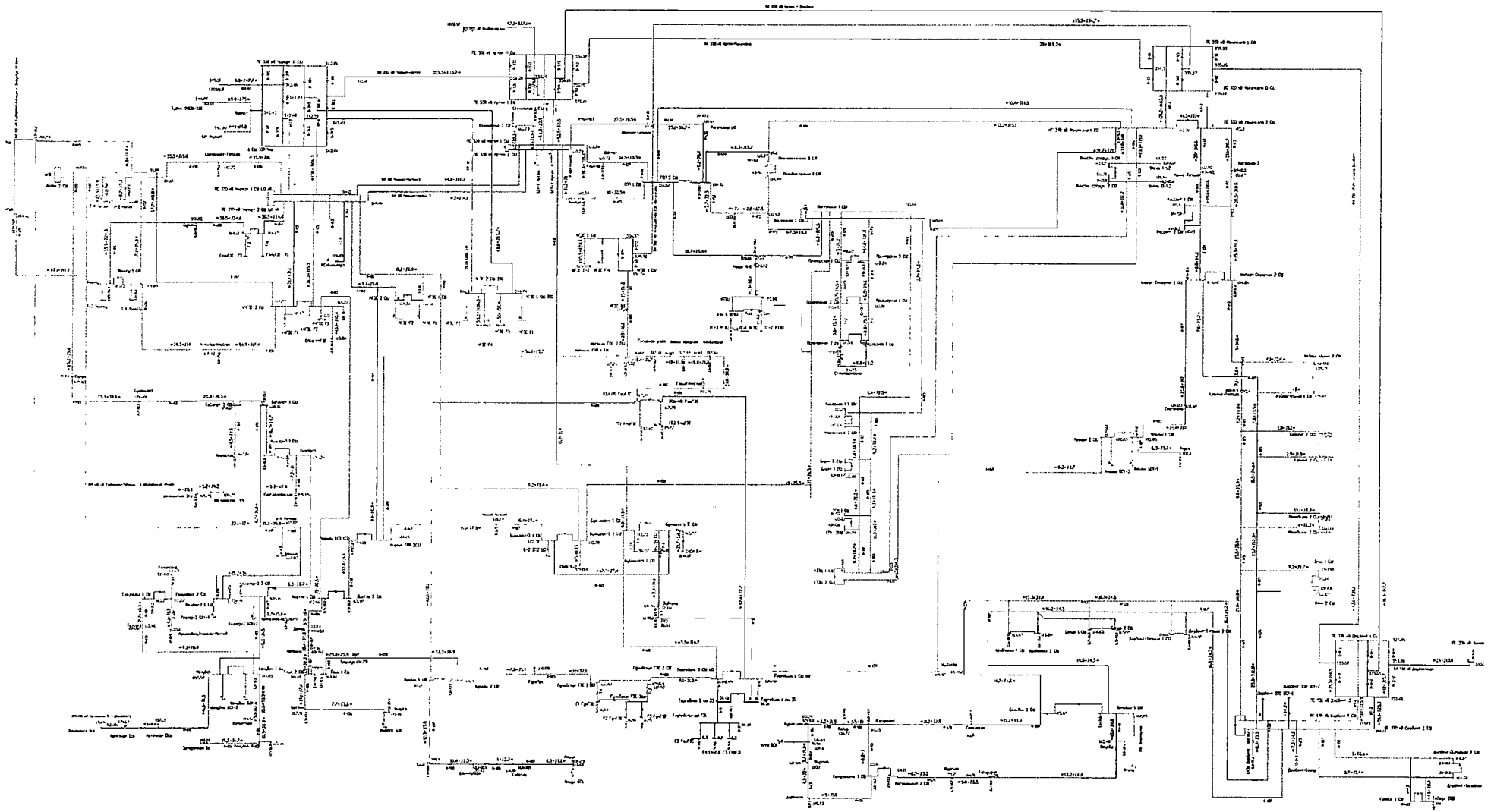


Рисунок 17.10 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Махачкала в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

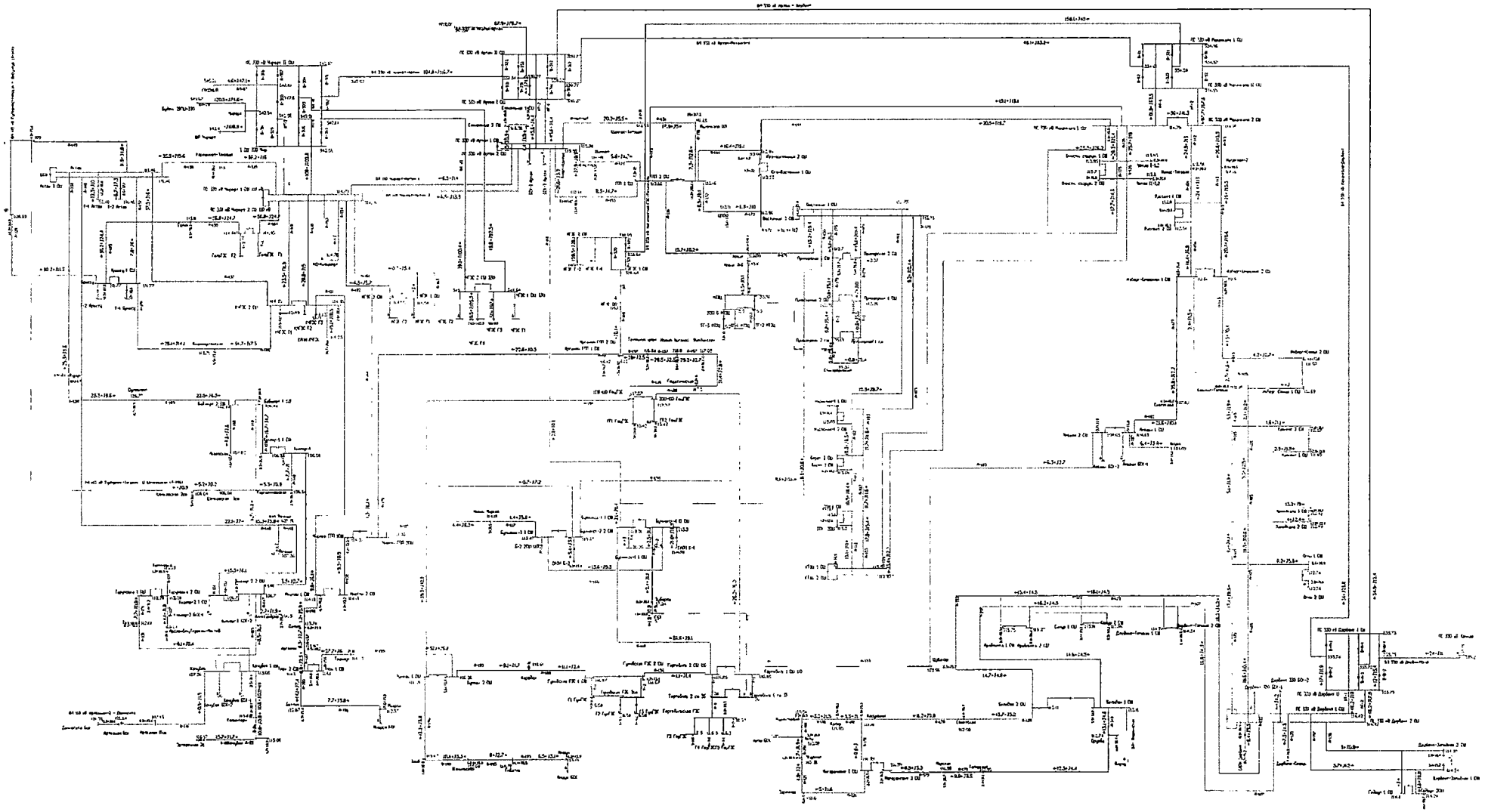


Рисунок 17.11 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение АТ на Ирганайской ГЭС в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) на ПС 330 кВ Чирюрт.

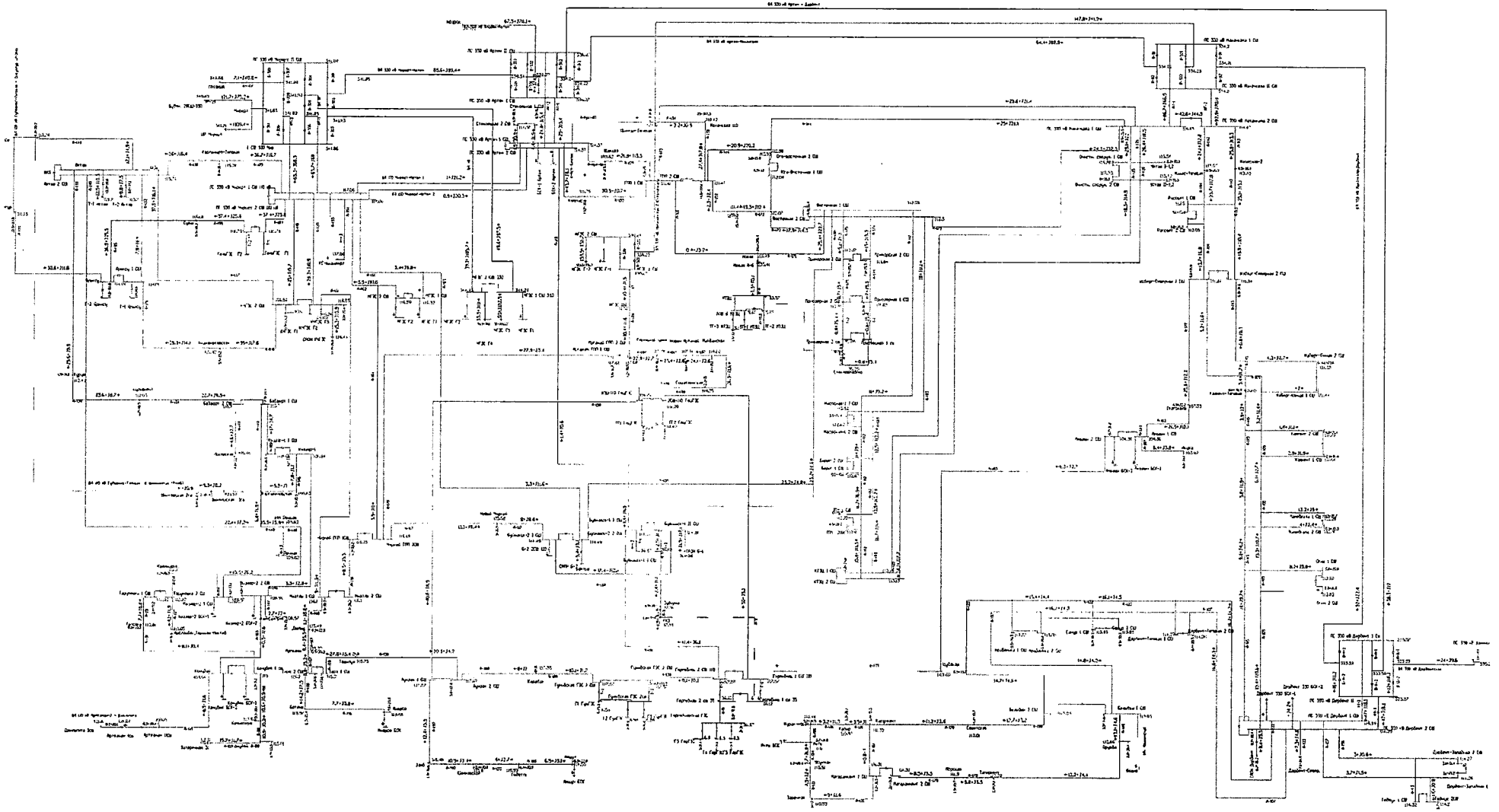


Рисунок 17.12 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал-Тяговая в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

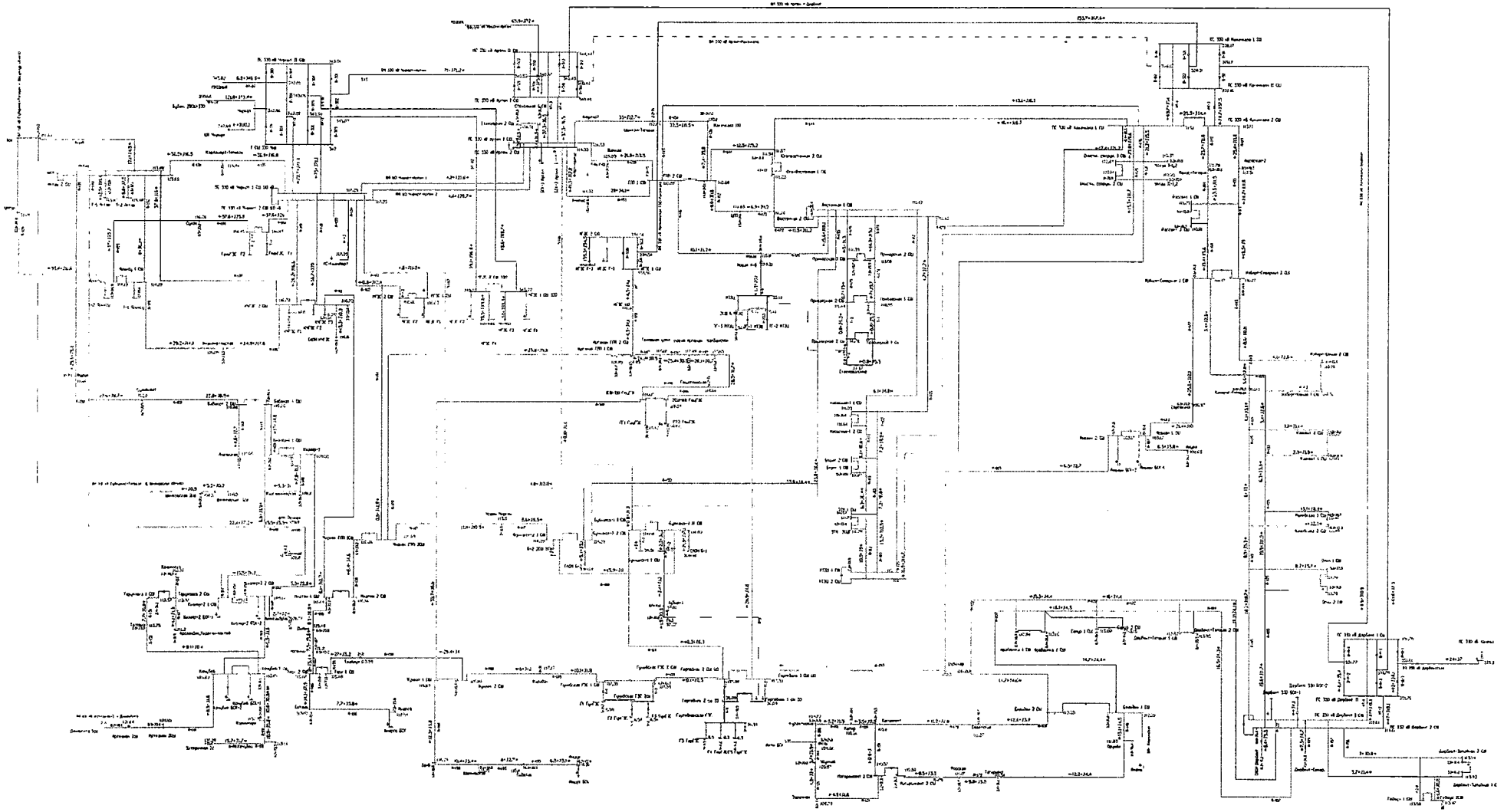


Рисунок 17.13 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Шамхал.

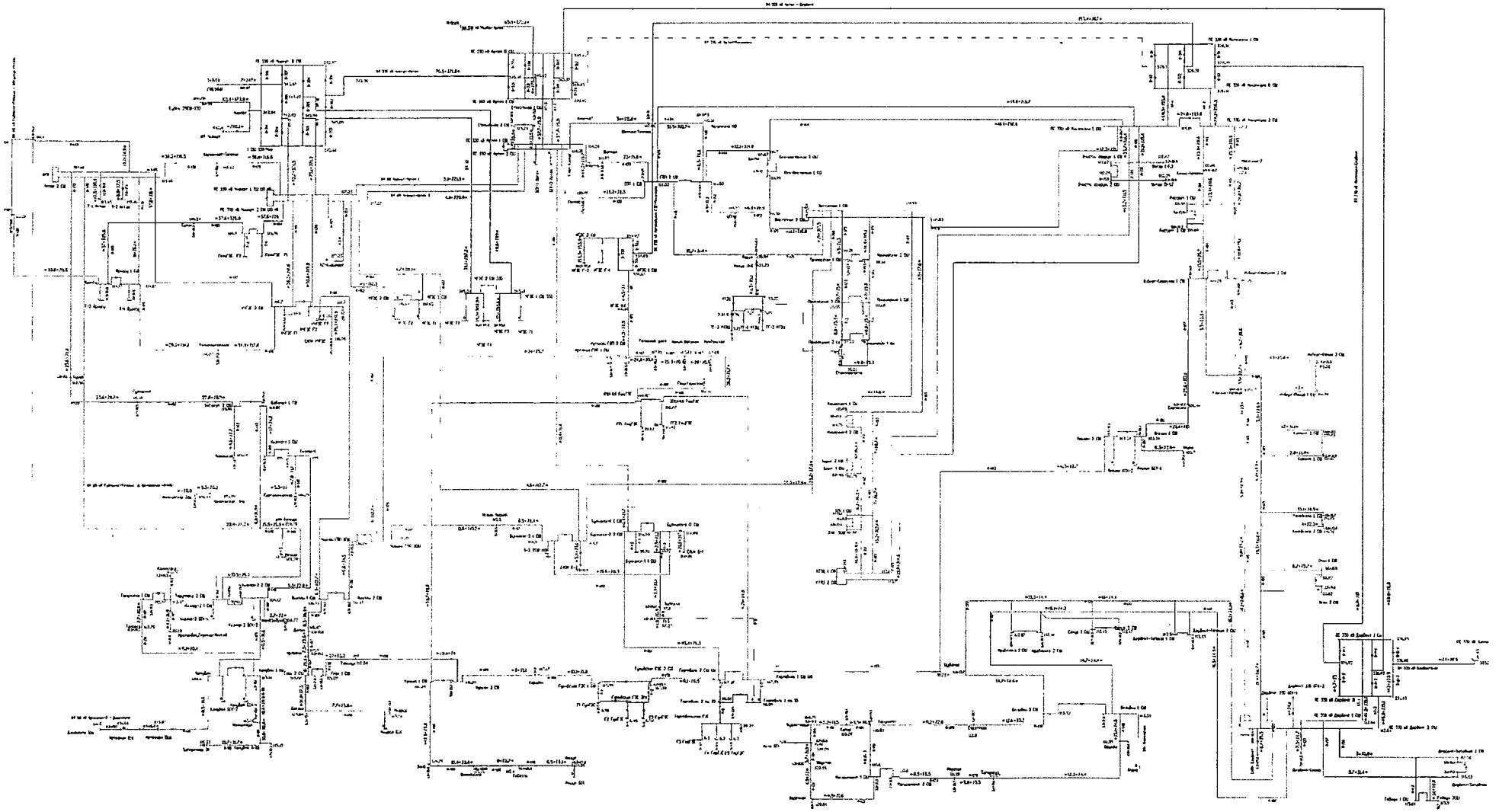


Рисунок 17.14 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 330 кВ Артем - Махачкала в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Артем - Компас.

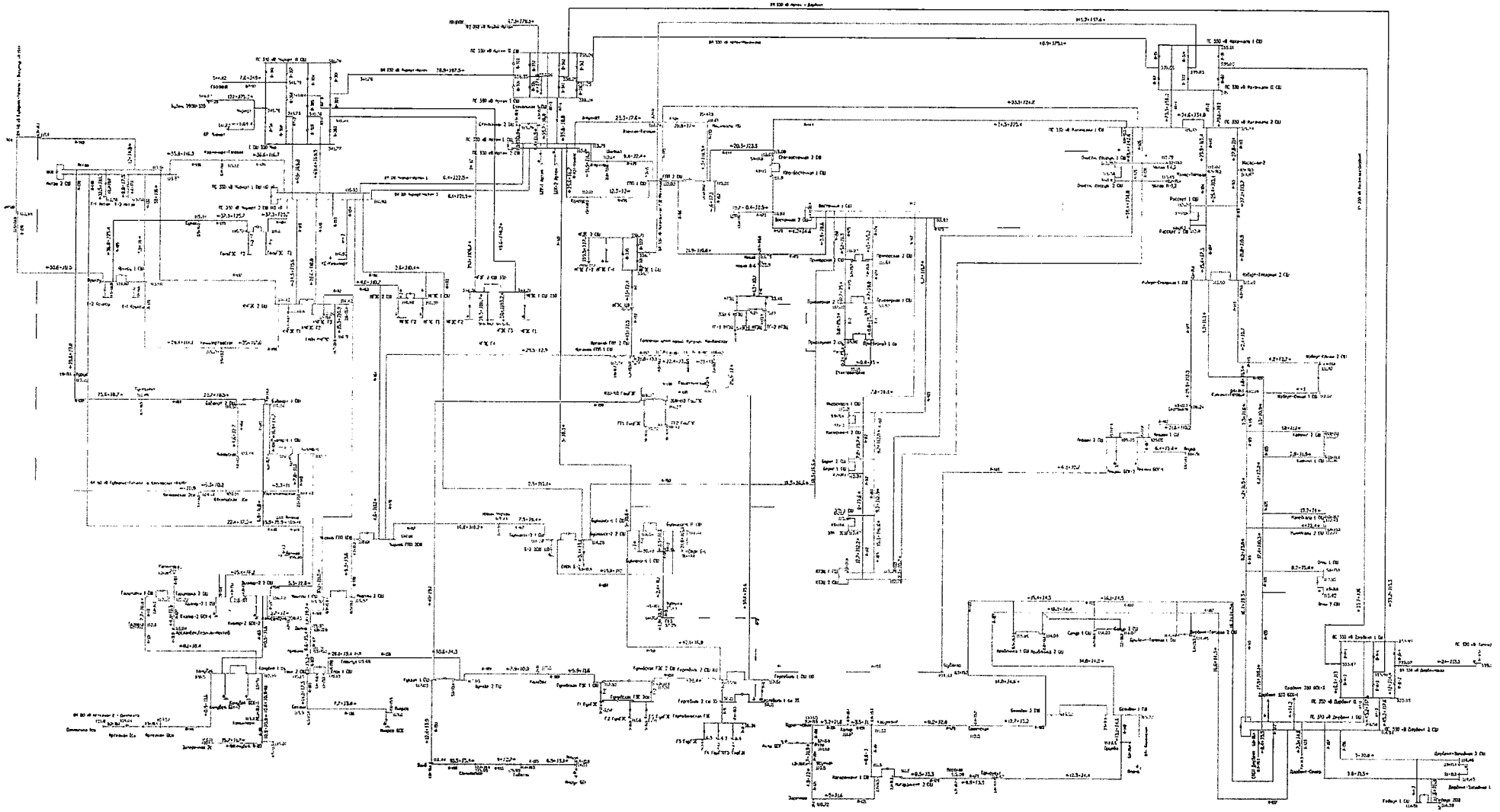


Рисунок 17.15 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками (ВЛ-110-126) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

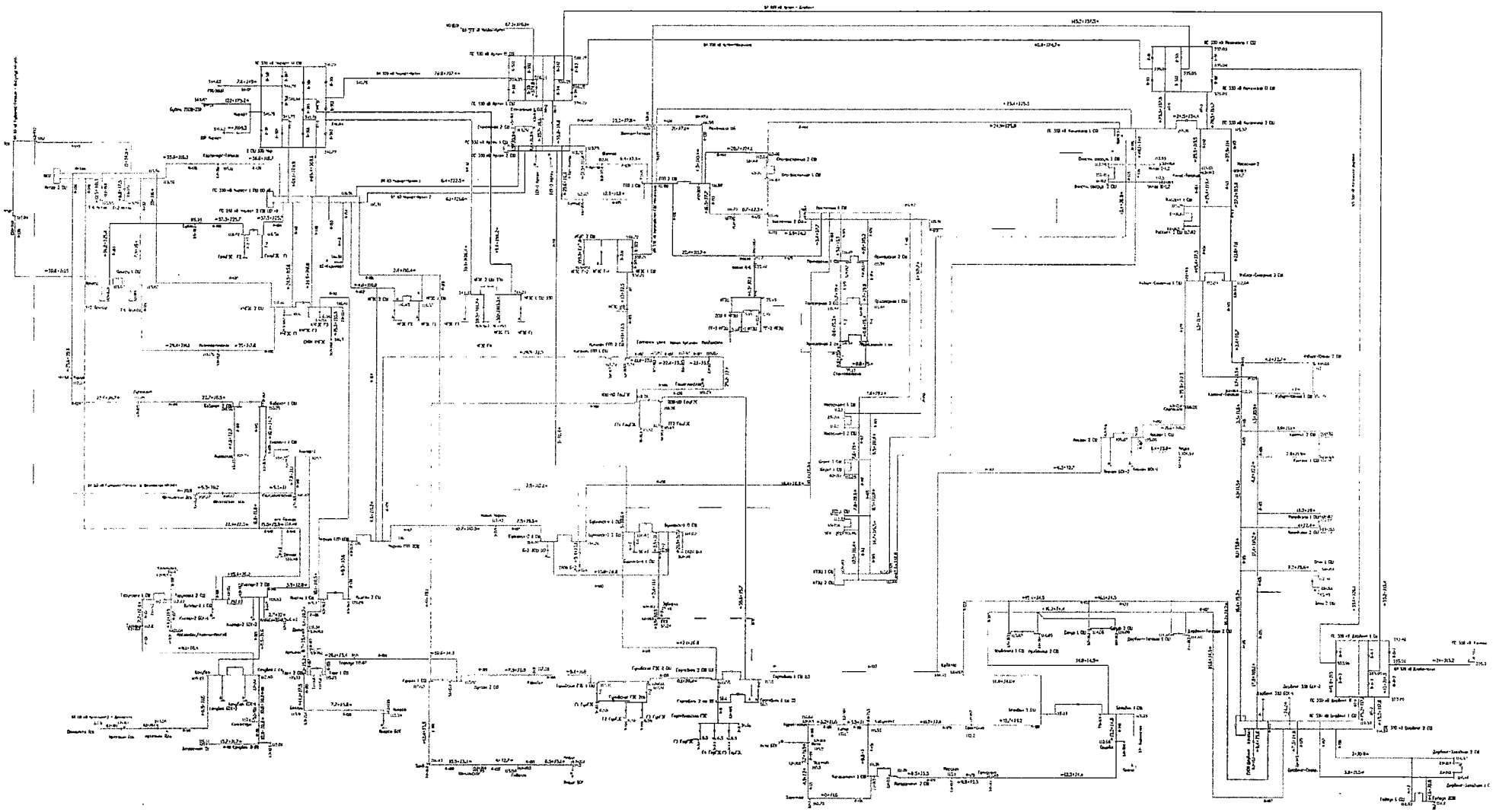


Рисунок 17.16 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками (ВЛ-110-125) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Махачкала - Восточная (ВЛ-110-173).

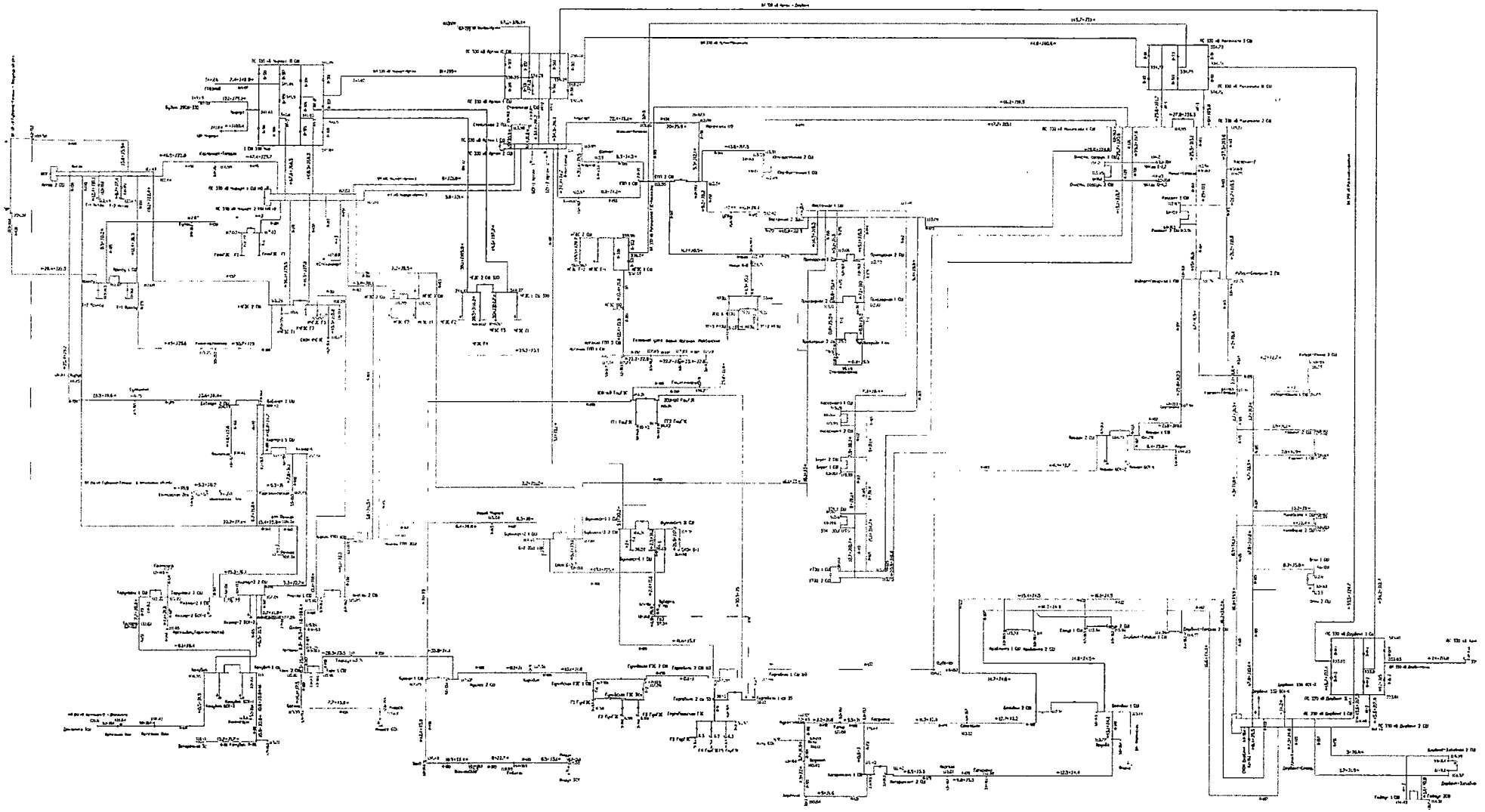


Рисунок 17.17 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199). Нормальный режим.

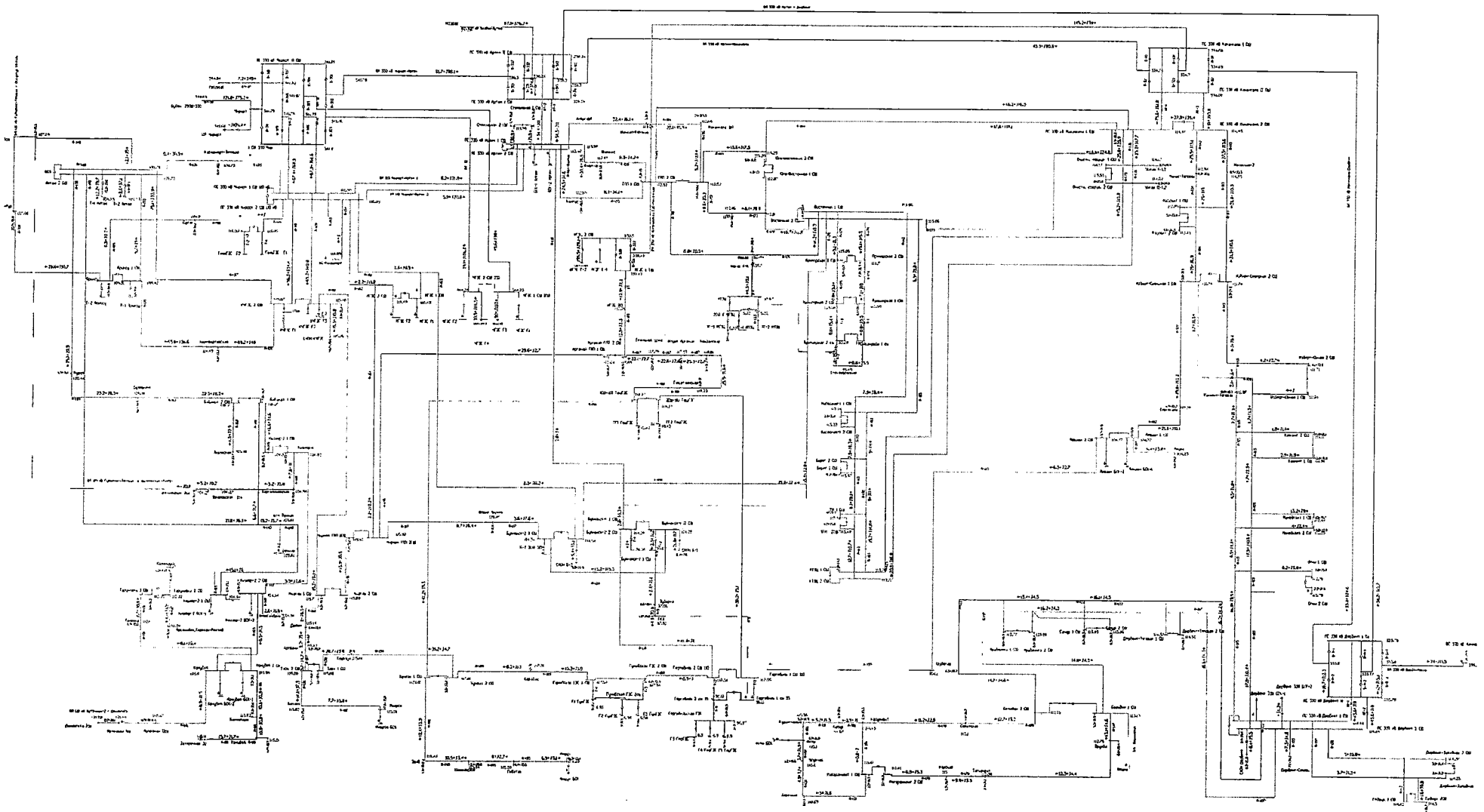


Рисунок 17.18 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

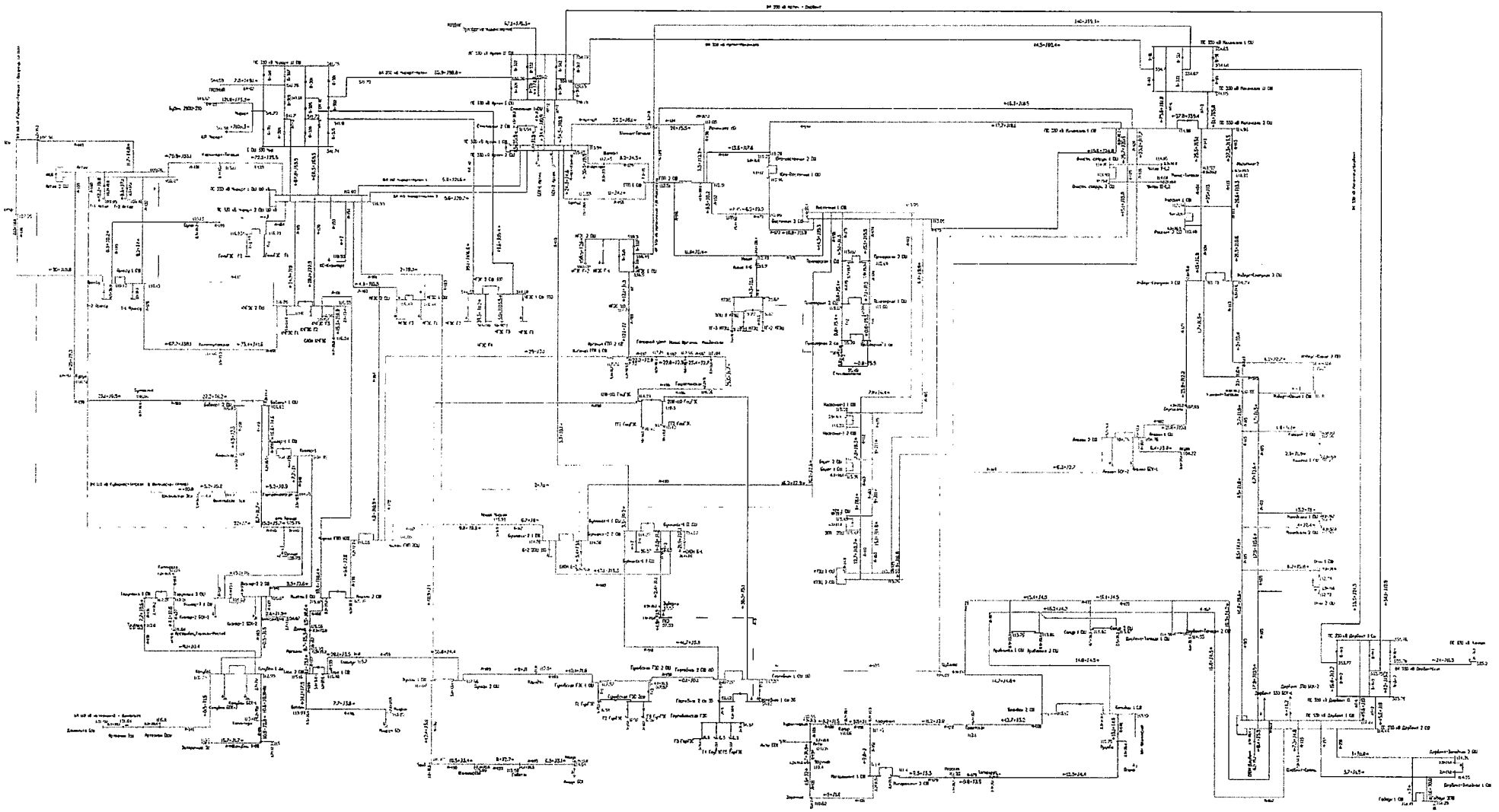


Рисунок 17.19 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

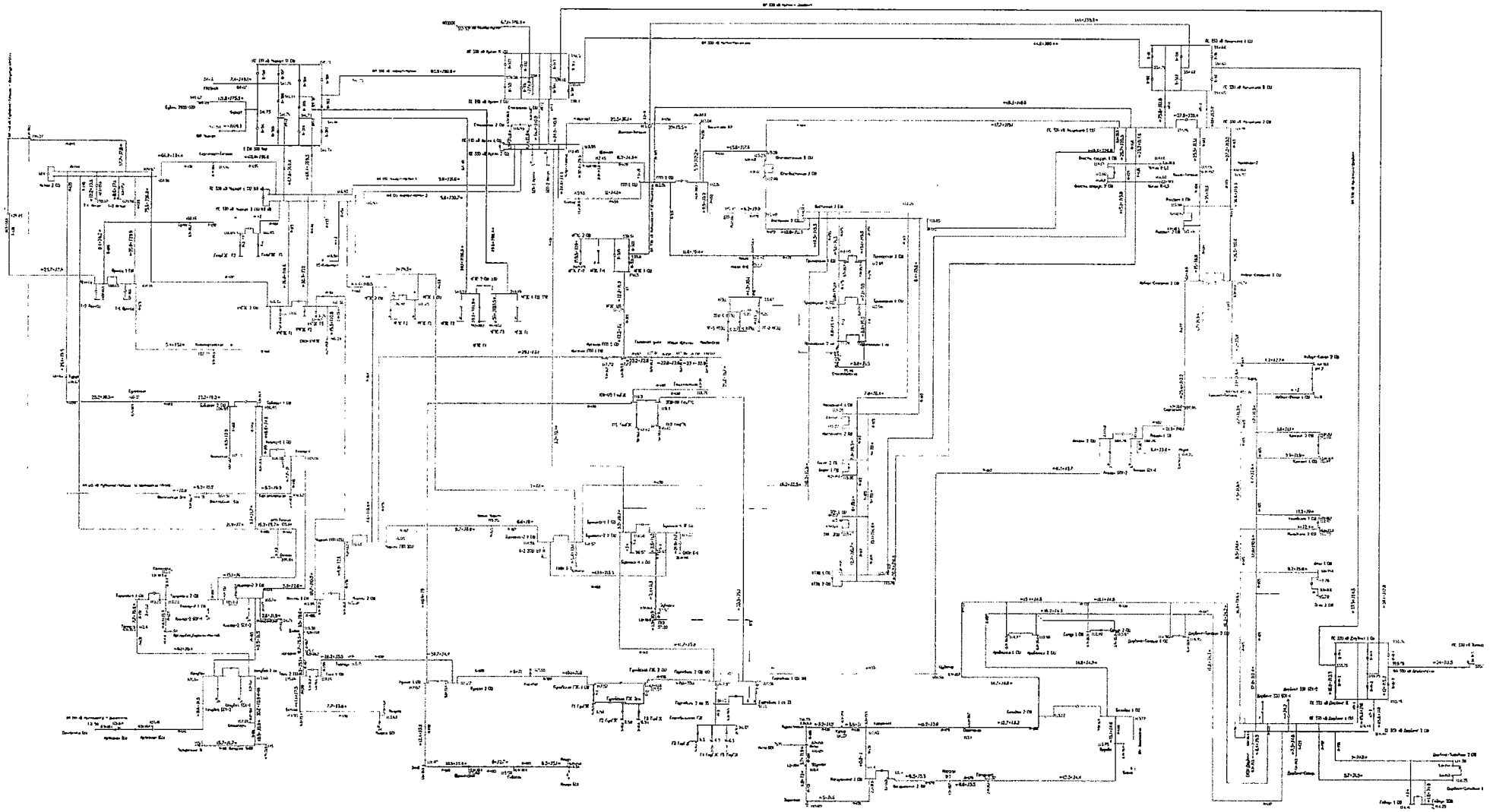


Рисунок 17.20 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Кизилюртовская (ВЛ-110-106) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Гельбахская ГЭС - Сулак (ВЛ-110-199).

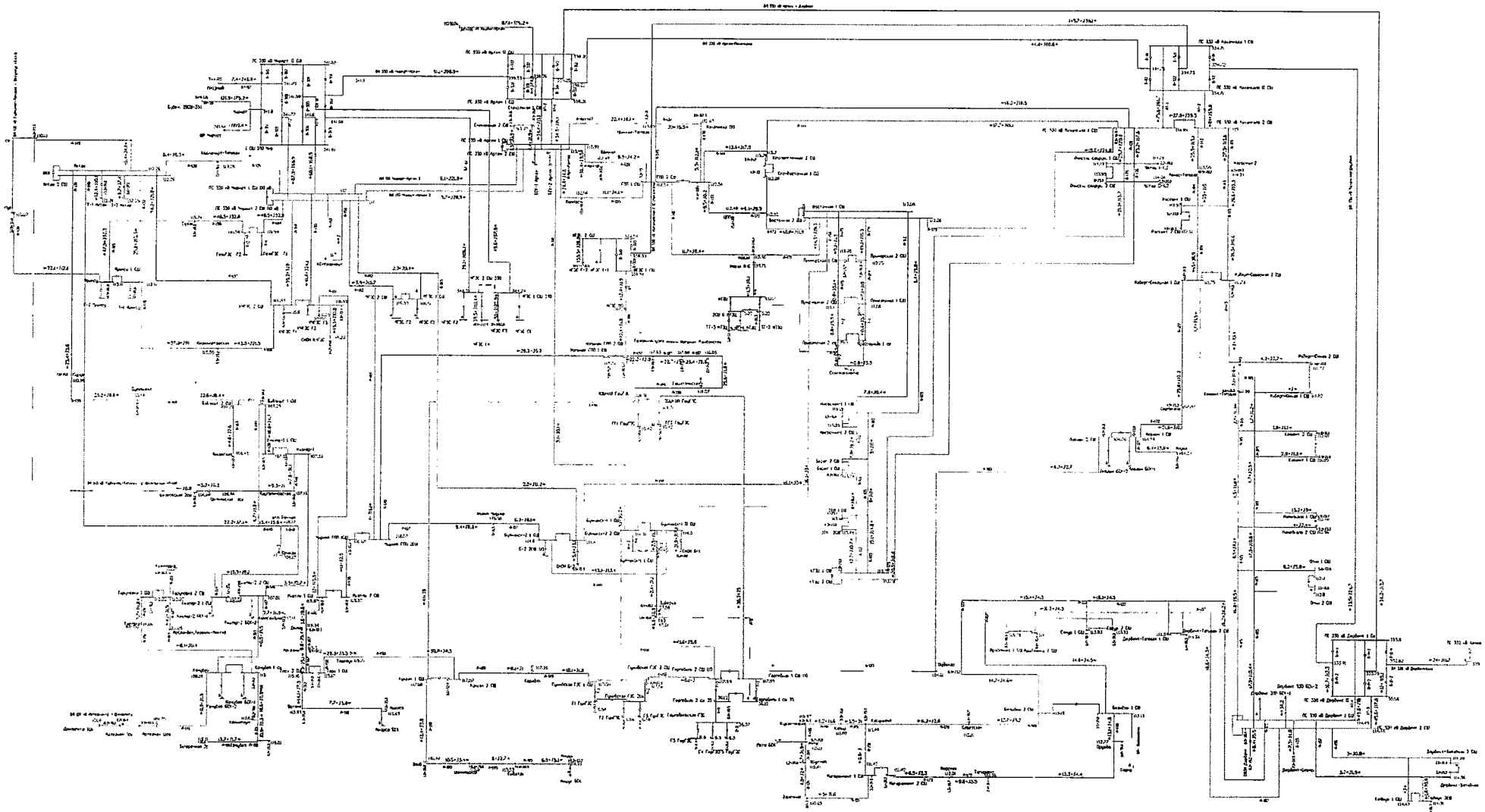


Рисунок 17.21 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Схема ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135). Нормальный режим.

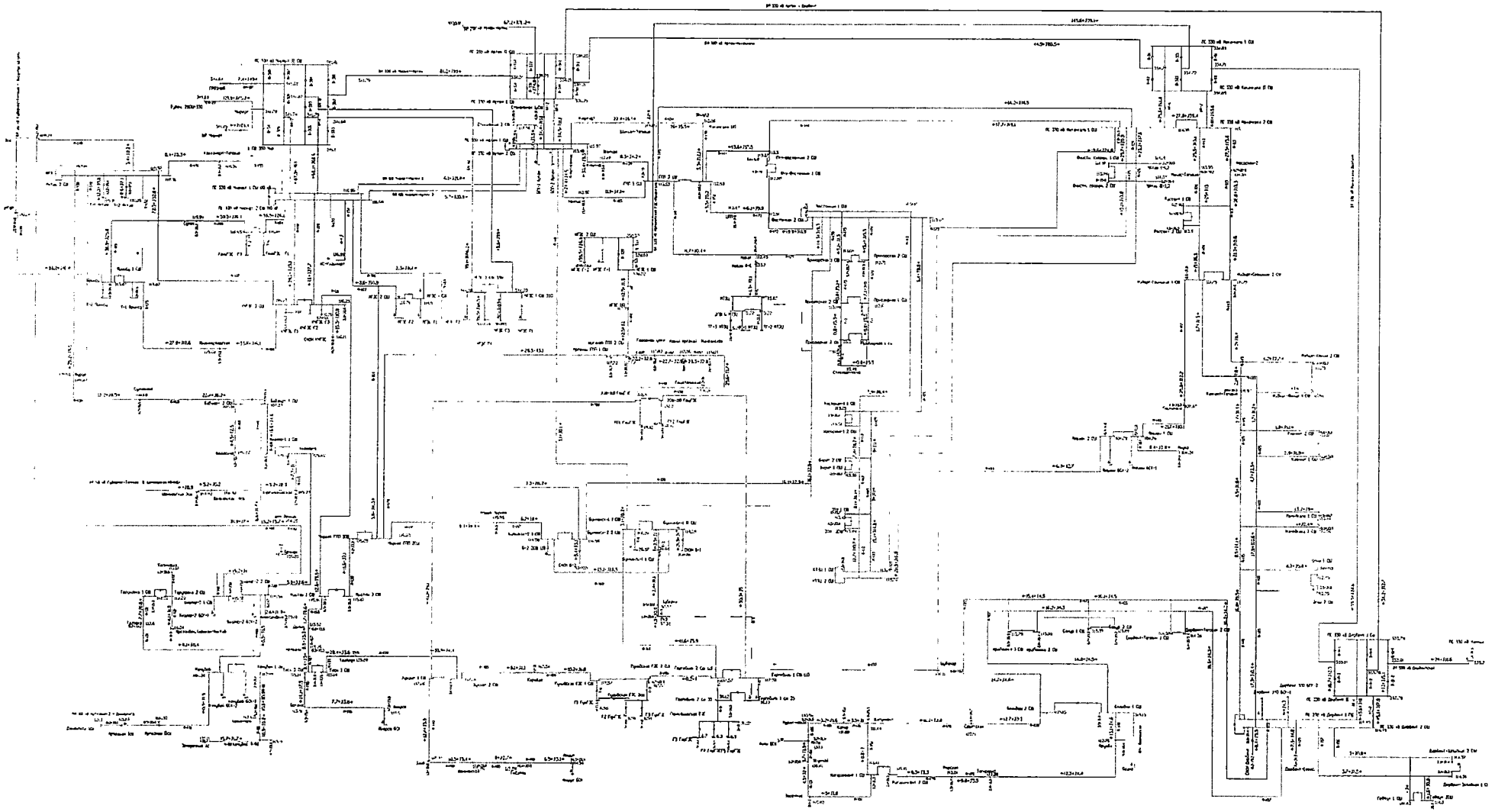


Рисунок 17.22 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Акташ - Ярыксу (ВЛ-110-132) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).

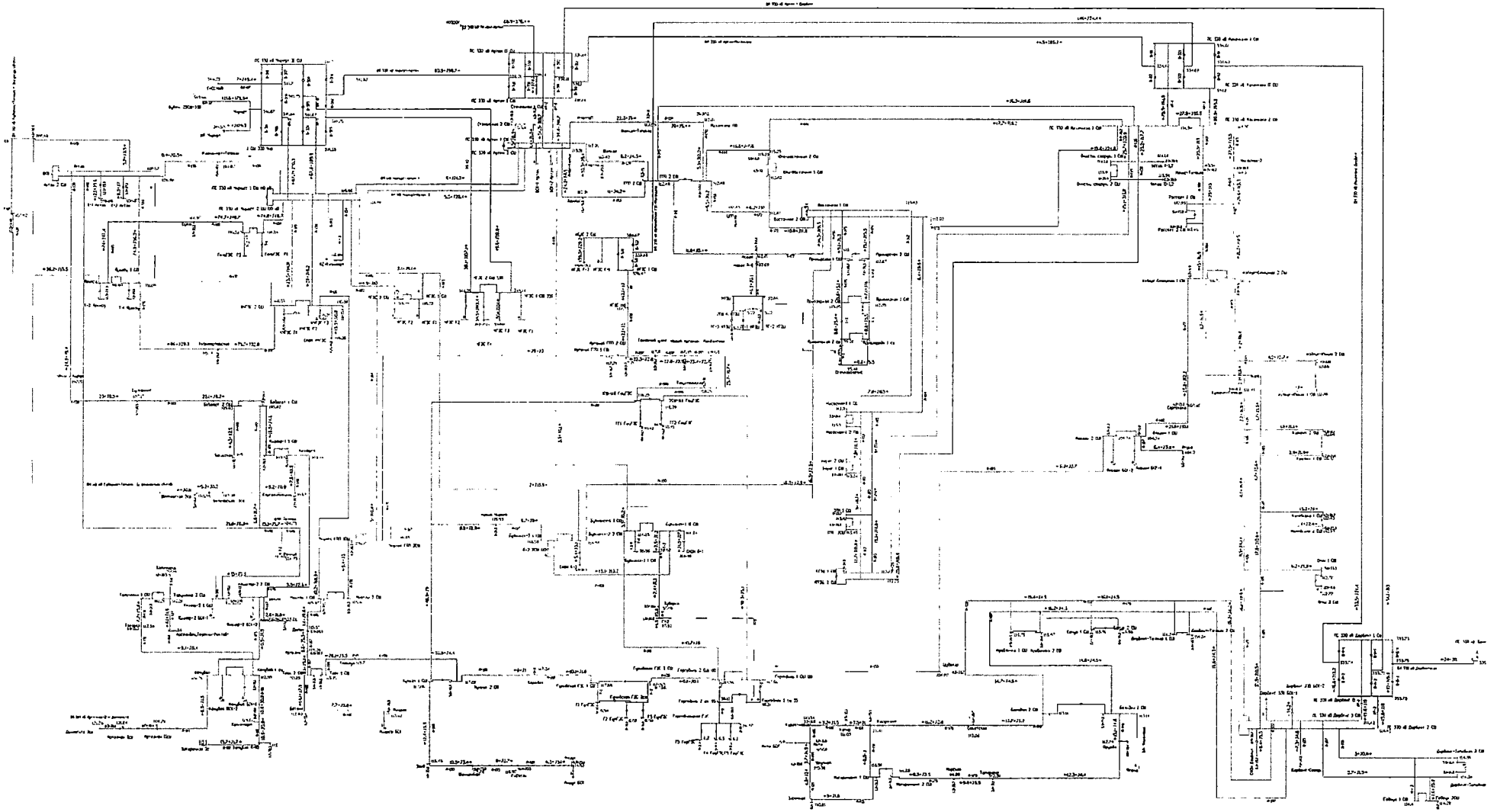


Рисунок 17.23 Потоки мощности и уровни напряжения в сетях 110 кВ и выше Дагестанской энергосистемы в летний минимум 2024 г. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС - Акташ (ВЛ-110-137) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Чирюрт - Карланюрт-Тяговая (ВЛ-110-135).