



ГУБЕРНАТОР КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ

УКАЗ

28.04.2018

№ 67

г. Киров

О Программе развития электроэнергетики Кировской области на 2019 – 2023 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» **ПОСТАНОВЛЯЮ:**

1. Утвердить Программу развития электроэнергетики Кировской области на 2019 – 2023 годы (далее – Программа) согласно приложению.
2. Рекомендовать распределительным сетевым компаниям, осуществляющим свою деятельность на территории Кировской области, разрабатывать инвестиционные программы на основе Программы.
3. Признать утратившим силу Указ Губернатора Кировской области от 27.04.2017 № 85 «О Программе развития электроэнергетики Кировской области на 2018 – 2022 годы».
4. Настоящий Указ вступает в силу с 01.01.2019.

Губернатор
Кировской области **И.В. Васильев**

Приложение

УТВЕРЖДЕНА

Указом Губернатора
Кировской области
от 28.04.2018 № 67

ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Кировской области
на 2019 – 2023 годы

1. Общая характеристика региона

Кировская область – одна из крупнейших областей в Нечерноземной зоне России, расположена на северо-востоке Европейской части страны.

Площадь – 120,4 тыс. кв. километров.

В Кировской области проживает 1283,4 тыс. человек.

Административный центр – город Киров расположен в 900 км к востоку от Москвы.

В городах и поселках городского типа проживает 76% населения области, в сельской местности – 24%.

Наиболее крупными городами Кировской области являются:

Киров (757,04 кв. километра, 527,7 тыс. человек);

Кирово-Чепецк (53,36 кв. километра, 73,2 тыс. человек);

Слободской (49,05 кв. километра, 33,6 тыс. человек);

Вятские Поляны (28,34 кв. километра, 32,8 тыс. человек);

Котельнич (29,24 кв. километра, 23,9 тыс. человек).

Область входит в состав Приволжского федерального округа, граничит на севере с Архангельской областью и Республикой Коми, на востоке – с Пермским краем и Удмуртской Республикой, на юге – с Республикой Татарстан и Республикой Марий Эл, на западе – с Нижегородской, Костромской и Вологодской областями.

Протяженность железных дорог – 2,2 тыс. километров.

Протяженность автомобильных дорог – 24,1 тыс. километров.

Протяженность водных путей – 1,8 тыс. километров.

Время по Гринвичскому меридиану +03:00 (московское время).

Климат континентальный с продолжительной холодной многоснежной зимой и умеренно теплым летом. Средняя температура января от -12 до -15 °С, июля от +17 до +19 °С. Среднегодовое количество осадков составляет от 505 мм на юго-востоке до 665 мм на северо-западе.

Основу природно-ресурсного потенциала области составляют лес, животный мир, земельные и водные ресурсы, полезные ископаемые. 63% территории области покрыто лесами с богатым растительным и животным миром. В основном это леса хвойных пород.

Древесина – общий запас 1,2 млрд. куб. метров, 19-е место в России по запасам.

Фосфориты – общий объем запасов 2 млрд. тонн (45% всех запасов России).

Торф – промышленные запасы 378,3 млн. тонн (484 промышленно значимых месторождения площадью более 10 гектаров).

Сырье для стройиндустрии – стекольные пески, песчано-гравийные смеси, глины, камень строительный, цементное сырье.

Основные направления развития Кировской области определены Стратегией социально-экономического развития Кировской области на период до 2020 года, принятой постановлением Правительства Кировской области от 25.09.2008 № 142/319 «О принятии Стратегии социально-экономического развития Кировской области на период до 2020 года», среди них: развитие химического производства, сельского хозяйства, строительства, производства пищевых продуктов, металлургического производства и производства готовых металлических изделий, машиностроения, инженерной инфраструктуры, в том числе энергетики.

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Кировской области за прошедший пятилетний период

2.1. Характеристика энергосистемы

Кировская энергосистема охватывает территорию Кировской области. Кировская энергосистема работает в составе ОЭС Урала и ЕЭС России и имеет связи с Пермской, Костромской, Нижегородской, Архангельской и Вологодской энергосистемами, с энергосистемами Республики Татарстан, Республики Марий Эл, Республики Коми и Удмуртской Республики.

2.1.1. Генерирующие компании

Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» входит в состав группы «Т Плюс» и осуществляет производство тепловой и электрической энергии на трех тепловых электрических станциях: Кировская ТЭЦ-3, Кировская ТЭЦ-4 и Кировская ТЭЦ-5. АО «Кировская ТЭЦ-1» принадлежит Кировская ТЭЦ-1.

Суммарная установленная мощность электростанций в Кировской энергосистеме составляет 961,3 МВт и 2928 Гкал/ч.

2.1.2. Сетевые компании

На территории области имеется в эксплуатации около 45 тысяч километров линий электропередачи напряжением 0,4 – 500 кВ, около 12 тысяч трансформаторных подстанций. Основной объем электрооборудования и электрических линий находится на балансе четырех специализированных электросетевых организаций.

Кировский район Пермского предприятия магистральных электрических сетей (входит в состав ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы») эксплуатирует на территории Кировской области электрические сети 220 – 500 кВ, относящиеся к Единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Филиал «Кировэнерго» ПАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра и Приволжья» (далее – филиал «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»), являющийся самой крупной сетевой организацией на территории Кировской области, осуществляет деятельность по транспортировке и передаче электрической энергии. В состав филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» входят 5 производственных отделений (Северные, Южные, Западные, Яранские, Вятско-Полянские электрические сети), объединяющих 41 район электрических сетей, которые обслуживают 39,174 тыс. километров электросетей напряжением 0,4 – 6 – 10 – 35 – 110 кВ и 9209 подстанций напряжением 35 – 110/6 – 10 кВ и 6 – 10/0,4 кВ.

АО «Горэлектросеть» осуществляет деятельность по транспортировке и передаче электрической энергии в областном центре по сетям 0,4 – 10 кВ.

ОАО «Коммуэнерго» осуществляет два основных вида деятельности: передачу и распределение электрической энергии по электрическим сетям в городах и поселках области;

выработку тепловой энергии на котельных и ее реализацию потребителям в 5 районах Кировской области.

Всего на территории области осуществляют деятельность по передаче электрической энергии 32 территориальные сетевые организации.

2.1.3. Энергосбытовые организации оптового рынка электроэнергии и мощности

На территории Кировской области действуют следующие энергосбытовые организации, являющиеся участниками оптового рынка электроэнергии и мощности:

ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» Кировский филиал является основным поставщиком электрической энергии на территории Кировской области и имеет статус гарантирующего поставщика;

ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» является поставщиком электрической энергии для ОАО «Российские железные дороги» и потребителей Кировской области, присоединенных к электрическим сетям ОАО «Российские железные дороги», имеет статус гарантирующего поставщика;

ООО «Русэнергоресурс» является поставщиком электрической энергии для группы компаний ПАО «Транснефть» (АО «Транснефть – Верхняя Волга», АО «Транснефть – Прикамье»);

ООО «Энергоснабжающая организация Кирово-Чепецкого химического комбината» является поставщиком электрической энергии для ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк» и АО «ОХК «УРАЛХИМ»;

ЗАО «Энергопромышленная компания» является поставщиком электрической энергии для ОАО «Кировский завод по обработке цветных металлов»;

ПАО «Мосэнергосбыт» является поставщиком электрической энергии для ООО «Метро Кэш энд Керри» (торговый центр);

ООО «Энергопрогноз» является поставщиком электрической энергии для АО «Кировские коммунальные системы»;

ООО «МагнитЭнерго» является поставщиком электрической энергии для АО «Тандер» (магазины торговой сети «Магнит»);

ООО «ЕЭС Гарант» является поставщиком электрической энергии для ОАО «Кировский шинный завод».

2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Кировской области за 2013 – 2017 годы

Потребление электроэнергии по территории Кировской энергосистемы в 2013 – 2017 годах представлено в таблице 1.

Таблица 1

Наименование	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Электропотребление, млн. кВт*ч	7402,4	7507,9	7374,8	7311,7	7325,4
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт*ч	-75,4	+105,5	-133,1	-63,1	+13,7
Среднегодовые темпы прироста, %	-1,0	+1,4	-1,8	-0,9	+0,2

За истекшие пять лет электропотребление на территории Кировской области снизилось на 1,0%.

2.3. Перечень основных крупных потребителей

На территории Кировской энергосистемы находятся следующие крупные потребители (мощностью более 10 МВт):

ООО «Энергоснабжающая организация Кирово-Чепецкого химического комбината» (ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк», АО «ОХК «УРАЛХИМ»);

ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «Российские железные дороги»);

Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» СН Кировских ТЭЦ;
 ООО «Русэнергоресурс» (АО «Транснефть – Верхняя Волга», АО «Транснефть – Прикамье»);
 АО «Омутнинский металлургический завод»;
 ОАО «Кировский завод по обработке цветных металлов»;
 АО «Кировский шинный завод»;
 АО «Вятское машиностроительное предприятие «АВИТЕК»;
 АО «ЛЕПСЕ».

Потребление мощности основными потребителями Кировской области в 2013 – 2017 годах (МВт) представлено в таблице 2.

Таблица 2

№ п/п	Наименование	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1	ЭСО «КЧХК» (ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк», АО «ОХК «УРАЛХИМ»)	168	157	158	164	164
2	ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «РЖД»)	124	133	134	134	132
3	Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» СН Кировских ТЭЦ	118	104	103	95	95
4	ООО «Русэнергоресурс» (АО «Транснефть - Верхняя Волга», АО «Транснефть – Прикамье»)	44	38	38	35	38
5	АО «Омутнинский металлургический завод»	19	16	20	19	22
6	АО «Кировский шинный завод»	15	12	14	14	12
7	ОАО «Кировский завод по обработке цветных металлов»	16	15	16	16	14
8	АО «Вятское машиностроительное предприятие «АВИТЕК»	12	12	12	13	10
9	АО «ЛЕПСЕ»	12	12	12	10	12,7

Потребление мощности основными промышленными потребителями Кировской области в 2013 – 2017 годах носит в основном стабильный характер.

Потребление электроэнергии основными потребителями Кировской области в 2013 – 2017 годах (млн. кВт·ч) представлено в таблице 3.

Таблица 3

№ п/п	Наименование	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	Доля в потреблении энергосистемы в 2017 году, %
1	ЭСО «КЧХК» (ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк», АО «ОХК «УРАЛХИМ»)	1201,3	1209,4	1192,6	1204,3	1270,5	17,3
2	ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «РЖД»)	701,1	743,5	750,6	733,4	742,3	10,1
3	Филiaal «Кировский» ПАО «Т Плюс» СН Кировских ТЭЦ	579,1	634,7	557,2	527,6	525,7	7,2
4	ООО «Русэнергоресурс» (АО «Транснефть - Верхняя Волга», АО «Транснефть – Прикамье»)	263,8	219,0	220,7	202,9	202,2	2,8
5	АО «Омутнинский металлургический завод»	76,4	74,2	84,5	89,3	93,2	1,3
6	АО «Кировский шинный завод»	84,6	82,1	85,6	89,4	79,1	1,1
7	ОАО «Кировский завод по обработке цветных металлов»	79,2	74,5	71,0	75,6	75,4	1,0
8	АО «Вятское машиностроительное предприятие «АВИТЕК»	33,0	36,4	37,4	35,3	33,6	0,5
9	АО «ЛЕПСЕ»	49,4	51,7	51,5	32,6	29,4	0,4

В истекшем пятилетии основные промышленные потребители Кировской области в целом характеризуются устойчивым электропотреблением.

2.4. Динамика максимума нагрузки по энергорайонам Кировской энергосистемы

Динамика изменения максимума нагрузки представлена в таблице 4.

Таблица 4

Центральный энергорайон	дата	20.12.2013	30.01.2014	26.01.2015	23.12.2016	09.01.2017
	время	09:00	10:00	11:00	09:00	16:00
	максимум, МВт	1146	1141	1127	1113	1145
	прирост %	-0,5	-0,4	-1,2	-1,2	+2,9
Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка	дата	20.12.2013	24.01.2014	22.01.2015	23.12.2016	09.01.2017
	время	09:00	09:00	10:00	09:00	11:00
	максимум, МВт	1029	1038	1034	1025	1001
	прирост %	-0,8	+0,9	-0,4	-0,9	-2,3
Энергорайон 110 кВ Киров – ТЭЦ-4 – Оричи	дата	18.01.2013	29.01.2014	23.01.2015	20.12.2016	19.01.2017
	время	10:00	10:00	14:00	15:00	17:00
	максимум, МВт	437	457	416	435	443
	прирост %	-4,4	+4,6	-8,1	+4,6	+1,8
Энергорайон Кировской ТЭЦ-4	дата	22.01.2013	29.01.2014	23.01.2015	20.12.2016	09.01.2017
	время	10:00	10:00	11:00	10:00	13:00
	максимум, МВт	255	263	254	252	254
	прирост %	-2,4	+3,1	-3,4	-0,8	+0,8
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3	дата	20.12.2013	09.12.2014	20.01.2015	21.12.2016	27.01.2017
	время	10:00	09:00	10:00	09:00	10:00
	максимум, МВт	188	191	206	199	197
	прирост %	-13,4	+1,6	+7,9	-3,4	-1,0
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3 – Чепецк	дата	20.12.2013	01.12.2014	10.11.2015	02.12.2016	17.11.2017
	время	09:00	17:00	11:00	09:00	09:00
	максимум, МВт	290	288	259	257	248
	прирост %	-1,7	-0,7	-10,1	-0,1	-3,5
Кирсинско-Омутнинский энергорайон	дата	28.01.2013	07.02.2014	20.01.2015	23.12.2016	26.12.2017
	время	09:00	10:00	11:00	09:00	17:00
	максимум, МВт	82	79	78	78	79
	прирост %	-4,7	-3,7	-1,3	0	+1,3
Фаленско-Омутнинский энергорайон	дата	28.01.2013	08.01.2014	18.12.2015	23.12.2016	30.01.2017
	время	11:00	17:00	09:00	09:00	11:00
	максимум, МВт	136	137	136	136	142
	прирост %	+2,3	+0,7	-0,7	0	+4,4

Котельничский энергорайон	дата	11.01.2013	03.03.2014	16.12.2015	16.12.2016	28.11.2017
	время	15:00	17:00	09:00	18:00	17:00
	максимум, МВт	115	99	100	104	98
	прирост %	+2,7	-13,97	+1,0	+4,0	-0,6
Мурашинский (Северный) энергорайон	дата	25.01.2013	20.01.2014	27.01.2015	22.12.2016	10.01.2017
	время	09:00	09:00	10:00	09:00	12:00
	максимум, МВт	63	63	65	65	59
	прирост %	-1,6	0	+3,2	0	-9,2
Южный энергорайон	дата	16.12.2013	27.01.2014	17.02.2015	26.01.2016	09.01.2017
	время	09:00	09:00	10:00	19:00	17:00
	максимум, МВт	109	119	115	113	127
	прирост %	+23,9	+9,2	-3,4	-1,7	+12,4
Вятско-Полянский энергорайон	дата	11.03.2013	20.01.2014	24.11.2015	27.12.2016	13.02.2017
	время	10:00	11:00	12:00	16:00	18:00
	максимум, МВт	85	96	93	96	96
	прирост %	-6,6	+12,9	-3,1	+3,2	0

2.5. Структура установленной электрической мощности на территории Кировской области

Таблица 5

Наименование	Установленная мощность на 01.01.2018, МВт	Вводы генерирующего оборудования с 01.01.2017 по 01.01.2018, МВт	Перемаркировка генерирующего оборудования с 01.01.2017 по 01.01.2018, МВт	Демонтаж генерирующего оборудования с 01.01.2017 по 01.01.2018, МВт
Всего по ТЭС	961,3	—	—	—
АО «Кировская ТЭЦ-1»	10,3	—	—	—
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-3	258	—	—	—
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-4	243	—	—	-110
ТГ-1				-60 (01.01.2017)
ТГ-5				-50 (01.01.2017)
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-5	450	—	—	—

2.6. Состав существующих электростанций на территории Кировской области

Таблица 6

Наименование станции	Установленная мощность			Состав оборудования				
	Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/ч		Энергетические котлы		Паровые и газовые турбины		Пиковые водогрейные котлы
		всего	турбин	ст. №	маркировка	ст. №	тип агрегата	
Кировская ТЭЦ-1	10,3	90	90	5	местного изготовления	2	ПР-5-3,4/1,7/1,0	
				6	местного изготовления	3	Р-5,3-32/3	
				8	БКЗ-75-39 ГМА			
				9	БКЗ-75-39 ГМА			
Кировская ТЭЦ-3	258	606	206	8	ТП-170-1	3	ПТ-22-90/10	КВГМ-100
				10	ПК-14-2			КВГМ-100
				11	ПК-14-2			КВГМ-100
				Блок 1	Б-236/40,2-9,15/ 1,5-515/298-19,3зв	Блок 1	Т-63/76-8,8 ГТЭ-160	КВГМ-100
Кировская ТЭЦ-4	243	1142	422	3	БКЗ-210-140ф	2	Тп-65/75-12,8	ПТВМ-180
				4	БКЗ-210-140ф	3	Т-50-130	ПТВМ-180
				5	БКЗ-210-140ф	6	Т-120/130-130-8МО	ПТВМ-180
				6	БКЗ-210-140ф			ПТВМ-180
				7	БКЗ-210-140ф			
				8	БКЗ-210-140ф			
				9	БКЗ-210-140ф			
				10	БКЗ-210-140ф			
Кировская ТЭЦ-5	450	1090	730	1	ТПЕ-430	1	ПТ-80/100-130/13	ПТВМ-180
				Блок 2	ТПЕ-429	Блок 2	Т-185/220-130	ПТВМ-180
					ТПЕ-429			
				Блок 3	ТПЕ-429	Блок 3	Т-185/220-130	
	ТПЕ-429							

2.7. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций

Таблица 7

Наименование электростанции	Выработка электроэнергии за 2017 год, (млн. кВт·ч)	Изменение выработки к предыдущему году, %
Всего по ТЭС	4411,5	- 2,3
АО «Кировская ТЭЦ-1»	33,6	- 3,8
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-3	1680,4	- 0,9
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-4	1170,0	- 5,8
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-5	1527,5	- 1,1

Электрические станции Кировской энергосистемы в 2017 году на 2,3% снизили выработку электроэнергии по сравнению с 2016 годом.

2.8. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние пять лет (2013 – 2017 годы)

Баланс электрической энергии представлен в таблице 8.

Таблица 8

Наименование показателя	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	7402,4	7507,9	7374,8	7311,7	7325,4
Выработка электрической энергии, млн. кВт·ч	4014,2	4765,9	4798,2	4516,1	4411,5
Сальдо перетоков, млн. кВт·ч	3388,2	2742,0	2576,6	2795,6	2913,9

Снижение сальдо перетоков, зафиксированное в 2014 году, связано с вводом новых генерирующих мощностей на Кировской ТЭЦ-3 и Кировской ТЭЦ-4.

Баланс мощности представлен в таблице 9.

Таблица 9

Дата	18.01.2013	27.01.2014	23.01.2015	23.12.2016	09.01.2017
Время	09:00	11:00	09:00	09:00	11:00
Собственный максимум потребления, МВт	1241	1244	1215	1224	1240
Установленная мощность Кировских ТЭЦ, МВт	869,3	819,3	1198,3	1071,3	961,3
Располагаемая мощность Кировских ТЭЦ, МВт	868,4	818,6	1191,8	1066,8	953,7
Дефицит, МВт	372,6	425,4	23,2	157,2	286,3

С вводом новых генерирующих мощностей на Кировской ТЭЦ-3 и Кировской ТЭЦ-4 в Кировской энергосистеме снизился дефицит мощности с 372,6 МВт в 2013 году до 286,3 МВт в 2017 году.

2.9. Основные характеристики электросетевого хозяйства Кировской области

2.9.1. Подстанции

Количество подстанций Кировской энергосистемы:

1 подстанция напряжением 500 кВ;

13 подстанций напряжением 220 кВ;

144 подстанции напряжением 110 кВ.

2.9.2. Установленная мощность трансформаторов разных классов напряжения на подстанциях Кировской энергосистемы по состоянию на 01.01.2018

Таблица 10

Класс напряжения	110 кВ	220 кВ	500 кВ
Энергосистема – всего, МВА	4518,6	2318,0	1002
в том числе			
оборудование генерирующих и сетевых компаний, МВА	2800,0	1935,0	1002
оборудование потребительских ПС, МВА	1718,6	383,0	–

2.9.3. Линии электропередачи

Протяженность линий электропередачи Кировской энергосистемы по состоянию на 01.01.2018 (по цепям):

382,2 километра напряжением 500 кВ;

937,47 километра напряжением 220 кВ;

4017,55 километра напряжением 110 кВ.

2.9.4. Средства компенсации реактивной мощности

Количество и установленная мощность средств компенсации реактивной мощности в энергосистеме 1566 батарей статических конденсаторов суммарной установленной мощностью 514,9 Мвар, в том числе:

16 батарей статических конденсаторов на энергообъектах сетевых компаний суммарной установленной мощностью 177,75 Мвар;

1550 батарей статических конденсаторов потребительских суммарной установленной мощностью 337,15 Мвар.

2.10. Основные внешние связи энергосистемы Кировской области

Кировская энергосистема охватывает территорию Кировской области, входит в ОЭС Урала.

2.10.1. Связи с энергосистемами ОЭС Урала

Кировская энергосистема связана с энергосистемой Удмуртской Республики по следующим ЛЭП:

ВЛ 220 кВ Звездная – Фаленки I цепь с отпайкой на ТПС Кожиль;

ВЛ 220 кВ Звездная – Фаленки II цепь с отпайкой на ТПС Кожиль;

ВЛ 220 кВ Свобода – Вятские Поляны;

ВЛ 35 кВ Орловская – Вихарево.

Кировская энергосистема связана с Пермской энергосистемой: ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Вятка.

2.10.2. Связи с энергосистемами ОЭС Центра

Кировская энергосистема связана с Костромской энергосистемой по следующим ЛЭП:

ВЛ 500 кВ Звезда – Вятка;

ВЛ 110 кВ Гостовская – Поназырево;

ВЛ 110 кВ Ацвеж – Поназырево с отпайкой на ПС Свеча.

Кировская энергосистема связана с Вологодской энергосистемой:

ВЛ 110 кВ Сусоловка – Луза;

ВЛ 35 кВ Луза – Палема;

ПС 110 кВ Сусоловка фидер 10 кВ Христофорово.

2.10.3. Связи с энергосистемами ОЭС Северо-Запада

Кировская энергосистема связана с энергосистемой Архангельской области транзитом 110 кВ Луза – Сусоловка – Савватия – Заовражье.

Кировская энергосистема связана с энергосистемой Республики Коми по ВЛ 110 кВ Летка – Мураши (№ 199).

2.10.4. Связи с энергосистемами ОЭС Средней Волги

Кировская энергосистема связана с Нижегородской энергосистемой по следующим ЛЭП:

ВЛ 110 кВ Иgotино – Шахунья с отпайками;

ВЛ 110 кВ Котельнич – Буреполом;

Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Иgotино;

отпайка ВЛ 110 кВ Иgotино – Шахунья на ПС 110 кВ Отворское;

ВЛ 10 кВ Сява – Дружба.

Кировская энергосистема связана с энергосистемой Республики Марий Эл по следующим ЛЭП:

ВЛ 110 кВ Дубники – Лазарево 1 I цепь;

ВЛ 110 кВ Дубники – Лазарево 1 II цепь с отпайкой на ПС Косолапово;

ВЛ 110 кВ Пижма – Санчурск;

ВЛ 110 кВ Прудки – Новый Торъял;
ВЛ 110 кВ Табашино – Прудки;
ПС 110 кВ Санчурск фидер 10 кВ № 6;
ПС 35 кВ Вотчина фидер 10 кВ № 5;
ПС 35 кВ Кичма фидер 10 кВ № 0.

Кировская энергосистема связана с энергосистемой Республики Татарстан по следующим ЛЭП:

ВЛ 220 кВ Кутлу-Букаш – Вятские Поляны;
ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Каенсар;
ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Малмыж с отпайками (отпайка на ПС Кукмор);
ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Малмыж с отпайками (отпайка на ПС Сардек).

2.11. Описание энергорайонов энергосистемы Кировской области

В Кировской энергосистеме выделены следующие энергорайоны:

Центральный;
СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка;
110 кВ Киров – ТЭЦ-4 – Оричи;
Кировской ТЭЦ-4;
Кировской ТЭЦ-3;
Кировской ТЭЦ-3 – Чепецк;
Кирсинско-Омутнинский;
Фаленско-Омутнинский;
Котельничский;
Мурашинский (Северный);
Южный;
Вятско-Полянский.

2.11.1. Центральный энергорайон Кировской энергосистемы

Центральный энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 500 кВ Вятка, ПС 220 кВ Киров, ПС 220 кВ Чепецк, ПС 220 кВ Омутнинск, ПС 220 кВ Мураши, ПС 220 кВ Котельнич, ПС 220 кВ Лебяжье, ПС 220 кВ Марадыково, ПС 220 кВ Зуевка, ПС 220 кВ Бумкомбинат, ПС 220 кВ Режино, РП 220 кВ Фаленки и подстанции 110 кВ. В Центральном энергорайоне расположены следующие электростанции: Кировская ТЭЦ-1, Кировская ТЭЦ-3, Кировская ТЭЦ-4 и Кировская ТЭЦ-5.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Вятка, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 500 кВ Звезда – Вятка, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 220 кВ Звездная – Фаленки I цепь с отпайкой на ТПС Кожиль, замер на РП 220 кВ Фаленки;

ВЛ 220 кВ Звездная – Фаленки II цепь с отпайкой на ТПС Кожиль, замер на РП 220 кВ Фаленки.

2.11.2. Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка Кировской энергосистемы

Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 500 кВ Вятка, ПС 220 кВ Киров, ПС 220 кВ Чепецк, ПС 220 кВ Мураши, ПС 220 кВ Котельнич, ПС 220 кВ Лебяжье, ПС 220 кВ Марадыково и подстанции 110 кВ. В энергорайоне СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка расположены следующие электростанции: Кировская ТЭЦ-1, Кировская ТЭЦ-3, Кировская ТЭЦ-4 и Кировская ТЭЦ-5.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

АТГ1 ПС 500 кВ Вятка, замер на стороне 220 кВ ПС 500 кВ Вятка;

АТГ2 ПС 500 кВ Вятка, замер на стороне 220 кВ ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 220 кВ Вятка – Бумкомбинат, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 220 кВ Вятка – Зуевка с отпайкой на ПС Рехино, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца, замер на ПС 220 кВ Чепецк.

2.11.3. Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи Кировской энергосистемы

Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи включает в себя следующие основные энергообъекты: СШ 110 кВ ПС 220 кВ Киров, ПС 110 кВ Оричи, ПС 110 кВ Лыжная, ПС 110 кВ Механическая и другие ПС 110 кВ, питающиеся по радиальной сети 110 кВ от Кировской ТЭЦ-4 и СШ 110 кВ ПС 220 кВ Киров.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи:

АТ1 и АТ2 ПС 220 кВ Киров, замер на стороне 110 кВ ПС 220 кВ Киров;

ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 1, 2 с отпайками, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, замер на Кировской ТЭЦ-4;

ВЛ 110 кВ Оричи – Нижнеивкино с отпайкой на ПС Тюмень, замер на ПС 110 кВ Оричи.

В энергорайоне расположены следующие электростанции: Кировская ТЭЦ-1, Кировская ТЭЦ-4 и Кировская ТЭЦ-5 (ТГ1 и Блок 2).

В энергорайоне Киров – ТЭЦ-4 – Оричи расположен город Киров, являющийся областным центром, в нем сосредоточена большая часть промышленного производства Кировской области.

2.11.4. Энергорайон Кировской ТЭЦ-4 Кировской энергосистемы

Энергорайон Кировской ТЭЦ-4 включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 110 кВ Бытприбор, ПС 110 кВ Сельмаш и другие ПС 110 кВ, питающиеся по радиальной сети 110 кВ от Кировской ТЭЦ-4. В энергорайоне расположены следующие электростанции: Кировская ТЭЦ-1, Кировская ТЭЦ-4.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 110 кВ Киров – ТЭЦ-4 I цепь, замер на ПС 220 кВ Киров;

ВЛ 110 кВ Киров – ТЭЦ-4 II цепь, замер на ПС 220 кВ Киров;

ВЛ 110 кВ Киров – Сельмаш с отпайкой на ПС Шкляевская, замер на ПС 220 кВ Киров;

ВЛ 110 кВ Киров – Бытприбор с отпайкой на ПС Шкляевская, замер на ПС 220 кВ Киров;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, замер на Кировской ТЭЦ-4;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Бахта с отпайками, замер на Кировской ТЭЦ-4.

2.11.5. Энергорайон Кировской ТЭЦ-3 Кировской энергосистемы

Энергорайон Кировской ТЭЦ-3 включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 110 кВ Коминтерн, ПС 110 кВ Беляево, ПС 110 кВ Вахруши, ПС 110 кВ Слободская, ПС 110 кВ ГПП, ПС 110 кВ Азот и другие ПС 110 кВ. В энергорайоне расположена Кировская ТЭЦ-3.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 110 кВ Вятка – Коминтерн, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Вятка – ТЭЦ-3, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Чепецк – ГПП № 1, замер на ПС 220 кВ Чепецк;

ВЛ 110 кВ Чепецк – ГПП № 2, замер на ПС 220 кВ Чепецк;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 – Чепецк с отпайкой на ПС Кристалл, замер на ПС 220 кВ Чепецк.

2.11.6. Энергорайон Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк Кировской энергосистемы

Энергорайон Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Чепецк, ПС 110 кВ Коминтерн, ПС 110 кВ Беляево, ПС 110 кВ Вахруши, ПС 110 кВ Слободская, ПС 110 кВ ГПП, ПС 110 кВ Азот и другие ПС 110 кВ. В энергорайоне расположена Кировская ТЭЦ-3.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 220 кВ Вятка – Чепецк № 1, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 220 кВ Вятка – Чепецк № 2, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Вятка – Коминтерн, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Вятка – ТЭЦ-3, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Вятка – Чепецк, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца, замер на ПС 220 кВ Чепецк;

ВЛ 110 кВ Чепецк – Просница с отпайкой на ПС Чепца, замер на ПС 220 кВ Чепецк.

2.11.7. Мурашинский (Северный) энергорайон Кировской энергосистемы

Мурашинский (Северный) энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Мураши, ПС 110 кВ Красный Курсант, ПС 110 кВ Юрья, ПС 110 кВ Опарино, ПС 110 кВ Пинюг, ПС 110 кВ Луза, ПС 110 кВ Демьяново.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, замер на Кировской ТЭЦ-4.

2.11.8. Южный энергорайон Кировской энергосистемы

Южный энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Лебяжье, ПС 110 кВ Арбаж, ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ РМЗ, ПС 110 кВ Первомайск, ПС 110 кВ Матвинур, ПС 110 кВ Тужа, ПС 110 кВ Опытное поле, ПС 110 кВ Советск, ПС 110 кВ Прогресс, ПС 110 кВ Павлово, ПС 110 кВ Пижанка, ПС 110 кВ Кырчаны, ПС 110 кВ Нолинск, ПС 110 кВ Швариха, ПС 110 кВ Уржум, ПС 110 кВ Петровское, ПС 110 кВ Суна, ПС 110 кВ Верхошижемье, ПС 110 кВ Нижнеивкино, ПС 110 кВ Кумены, ПС 110 кВ Богородск, ПС 110 кВ Уни, ПС 110 кВ Талица,

ПС 110 кВ Селезениха, ПС 110 кВ Филиппово, ПС 110 кВ Полом, ПС 110 кВ Просница.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Вятка – Кумены с отпайками, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Чепецк – Просница с отпайкой на ПС Чепца, замер на ПС 220 кВ Чепецк;

ВЛ 110 кВ Оричи – Нижнеивкино с отпайкой на ПС Тюмень, замер на ПС 110 кВ Оричи;

ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная, замер на ПС 220 кВ Котельнич.

2.11.9. Кирсинско-Омутнинский энергорайон Кировской энергосистемы

Кирсинско-Омутнинский энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Омутнинск, ПС 110 кВ Кирс, ПС 110 кВ Иванцево, ПС 110 кВ Белая Холуница, ПС 110 кВ Ильинская.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 1, замер на РП 220 кВ Фаленки;

ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2, замер на РП 220 кВ Фаленки;

ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца, замер на ПС 220 кВ Чепецк.

2.11.10. Фаленско-Омутнинский энергорайон Кировской энергосистемы

Фаленско-Омутнинский энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: РП 220 кВ Фаленки, ПС 220 кВ Зуевка, ПС 220 кВ Бумкомбинат, ПС 220 кВ Режино, ПС 220 кВ Омутнинск, ПС 110 кВ Кирс, ПС 110 кВ Иванцево, ПС 110 кВ Белая Холуница, ПС 110 кВ Ильинская и другие ПС 110 кВ.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 220 кВ Звездная – Фаленки I цепь с отпайкой на ТПС Кожиль, замер на РП 220 кВ Фаленки;

ВЛ 220 кВ Звездная – Фаленки II цепь с отпайкой на ТПС Кожиль, замер на РП 220 кВ Фаленки;

ВЛ 220 кВ Вятка – Бумкомбинат, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 220 кВ Вятка – Зуевка с отпайкой на ПС Рехино, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца, замер на ПС 220 кВ Чепецк.

2.11.11. Котельничский энергорайон Кировской энергосистемы

Котельничский энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Котельнич, ПС 220 кВ Марадыково, ПС 110 кВ Ацвеж, ПС 110 кВ Шабалино, ПС 110 кВ Юбилейная, ПС 110 кВ Юрьево, ПС 110 кВ Иготино, ПС 110 кВ Буреполом.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич, замер на ПС 500 кВ Вятка;

ВЛ 220 кВ Киров – Марадыково, замер на ПС 220 кВ Киров;

ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная, замер на ПС 220 кВ Котельнич.

2.11.12. Вятско-Полянский энергорайон Кировской энергосистемы

Вятско-Полянский энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 220 кВ Вятские Поляны, ПС 110 кВ Малмыж, ПС 110 кВ Слудка, ПС 110 кВ Лазарево 1, ПС 110 кВ, питающиеся по радиальной сети 110 кВ от ПС 220 кВ Вятские Поляны.

Элементы сети, ограничивающие энергорайон:

ВЛ 220 кВ Кутлу Букаш – Вятские Поляны, замер на ПС 220 кВ Вятские Поляны;

ВЛ 220 кВ Свобода – Вятские Поляны, замер на ПС 220 кВ Вятские Поляны;

ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Каенсар, замер на ПС 220 кВ Вятские Поляны;

ШСВ 110 кВ ПС 110 кВ Лазарево 1.

3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики Кировской области

Ввод новых мощностей в электроэнергетике Кировской области существенно отстает от роста объема физически изношенного (выработавшего нормативный ресурс) и морально устаревшего оборудования. Объем ремонтных работ, а также мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции основных фондов, проводимых электросетевыми компаниями, недостаточен для существенного улучшения состояния электросетевых активов. В связи с этим технический износ основных фондов имеет тенденцию к росту. Степень износа оборудования трансформаторных подстанций напряжением 35 – 110 кВ по состоянию на 01.01.2018 составляет 69,8%.

Перечень расположенных на территории Кировской области подстанций ПАО «ФСК ЕЭС», срок службы которых превысил 50 лет, представлен в таблице 11.

Таблица 11

№ п/п	Наименование муниципального образования	Наименование ПС	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Срок службы на 01.01.2018, лет
1	Город Киров	ПС 220 кВ Киров	220/110/35/6	1964	53
2	Котельничский район	ПС 220 кВ Котельнич	220/110/10	1964	53

Перечень подстанций класса 110 кВ филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» с указанием срока службы представлен в таблице 12.

Таблица 12

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Мощность, МВА	Срок службы на 01.01.2018, лет
1	ПС 110 кВ Альмеж	110/10	1968	10+10	50
2	ПС 110 кВ Арбаж	110/35/10	1983	6,3+6,3	35
3	ПС 110 кВ Афанасьев	110/35/10	1987	6,3+4	31
4	ПС 110 кВ Бахта	110/35/10	1982	16+16	36
5	ПС 110 кВ Безбожник	110/10	1979	6,3	39
6	ПС 110 кВ Белая Холуница	110/35/10	1962	16+10	56
7	ПС 110 кВ Беляево	110/10	1977	10+10	41
8	ПС 110 кВ Бисерово	110/35/10	1972	6,3	46
9	ПС 110 кВ Богородск	110/35/10	1979	6,3+10	39
10	ПС 110 кВ Бурмакино	110/10	1962	6,3	56
11	ПС 110 кВ Бытприбор	110/10	1978	25+25	40
12	ПС 110 кВ Вахруши	110/10	1982	10+10	36
13	ПС 110 кВ Верхотижемье	110/35/10	1980	10+10	38
14	ПС 110 кВ Ветюшкино	110/10	1990	6,3+6,3	28
15	ПС 110 кВ Восточная	110/10/6	1958	25+25	60
16	ПС 110 кВ Восточная	110/10	1992	15+10	26
17	ПС 110 кВ Гарь	110/6	1985	6,3	33
18	ПС 110 кВ Городская	110/10	1989	10+10	29
19	ПС 110 кВ Гостовская	110/10	1979	2,5+2,5	39
20	ПС 110 кВ Даровское	110/35/10	1980	10+6,3	38
21	ПС 110 кВ Демьяново	110/35/10/6	1979	4x10	39
22	ПС 110 кВ Дубровка	110/10	1991	6,3	27
23	ПС 110 кВ Дымное	110/10	1972	6,3	46
24	ПС 110 кВ Заводская	110/6	2007	16+16	11
25	ПС 110 кВ Залазна	110/10	1969	6,3	49
26	ПС 110 кВ Западная	110/6	1969	16+15	49
27	ПС 110 кВ Заречная	110/35/6	1962	10+6,3	56
28	ПС 110 кВ Иванцево	110/35/10	1965	10+6,3	53
29	ПС 110 кВ Ильинская	110/10	1978	2,5+2,5	40
30	ПС 110 кВ Искра	110/10	1975	6,3+10	43
31	ПС 110 кВ Кикнур	110/35/10	1984	10+10	34

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Мощность, МВА	Срок службы на 01.01.2018, лет
32	ПС 110 кВ Кирс	110/6	1961	16+10	57
33	ПС 110 кВ Коминтерн	110/35/10	1981	16+16	37
34	ПС 110 кВ Коммунальная	110/10	1970	25+25	48
35	ПС 110 кВ Красная Поляна	110/6	1976	10+10	42
36	ПС 110 кВ Красногорская	110/10	1979	10+10	39
37	ПС 110 кВ Краснооктябрьская	110/10	1988	2,5	30
38	ПС 110 кВ Красный Курсант	110/35/6	1961	10+10+10	57
39	ПС 110 кВ Красный Якорь	110/6	1987	10+10	31
40	ПС 110 кВ Крешенки	110/10	1985	6,3	33
41	ПС 110 кВ Круглыжи	110/35/10	1979	6,3+6,3	39
42	ПС 110 кВ Кстинино	110/10	1976	6,3+10	42
43	ПС 110 кВ Кузнецы	110/35/10	1979	10+10	39
44	ПС 110 кВ Кумены	110/35/10	1962	10+16	56
45	ПС 110 кВ Кырчань	110/10	1972	6,3+6,3	46
46	ПС 110 кВ Лазарево 1	110/10	1981	25+25	37
47	ПС 110 кВ Лазарево 2	110/10	1986	40+40	32
48	ПС 110 кВ Лебяжье	110/35/10	1977	10	41
49	ПС 110 кВ Луговая	110/10	1990	6,3+6,3	28
50	ПС 110 кВ Луза	110/35/10/6	1967	10+10	51
51	ПС 110 кВ Лыжная	110/35/6	1975	25+25	43
52	ПС 110 кВ Макарье	110/35/10	1972	10+10	46
53	ПС 110 кВ Малмыж	110/35/10	1966	10+10	52
54	ПС 110 кВ Матвинур	110/10	1991	2,5	27
55	ПС 110 кВ Маяк	110/6	1986	25+25	32
56	ПС 110 кВ Маяк	110/35/10	1991	10	27
57	ПС 110 кВ Митюши	110/10	1987	2,5	31
58	ПС 110 кВ Мураши	110/35/10	1961	6,3	57
59	ПС 110 кВ Муша	110/35/10	1986	6,3+10	32
60	ПС 110 кВ Нижнеивхино	110/10	1985	6,3+10	33
61	ПС 110 кВ Нолинск	110/35/10	1971	10+16	47
62	ПС 110 кВ Октябрьская	110/6	1969	16+16	49
63	ПС 110 кВ Опарино	110/35/10	1974	10+6,3	44
64	ПС 110 кВ Опытное Поле	110/10	1998	2,5	20
65	ПС 110 кВ Оричи	110/35/10	1965	16+10	53
66	ПС 110 кВ Отворское	110/10	1967	6,3	51
67	ПС 110 кВ Павлово	110/10	1978	2,5+6,3	40
68	ПС 110 кВ Пасегово	110/10	1980	6,3+6,3	38

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Мощность, МВА	Срок службы на 01.01.2018, лет
69	ПС 110 кВ Первомайск	110/10	1989	2,5	29
70	ПС 110 кВ Первомайская	110/6	1963	20+20	55
71	ПС 110 кВ Перекоп	110/10	1974	6,3	44
72	ПС 110 кВ Песковка	110/10	1979	32+32	39
73	ПС 110 кВ Петровское	110/10	1977	6,3	41
74	ПС 110 кВ Пижанка	110/35/10	1979	6,3+10	39
75	ПС 110 кВ Пиксур	110/10	1987	3,2	31
76	ПС 110 кВ Пинюг	110/10	1967	10+10	51
77	ПС 110 кВ Подрезчиха	110/10	1972	2,5	46
78	ПС 110 кВ Полом	110/10	1991	6,3+6,3	27
79	ПС 110 кВ Прогресс	110/35/10	1992	10	26
80	ПС 110 кВ Просница	110/35/10	1982	10+16	36
81	ПС 110 кВ Прудки	110/10	1979	16+16	39
82	ПС 110 кВ Птицефабрика	110/10	1976	10+10	42
83	ПС 110 кВ РМЗ	110/10	1975	10	43
84	ПС 110 кВ Рожки	110/10	1988	6,3+6,3	30
85	ПС 110 кВ Рудничная	110/35/10/6	1961	16+25	57
86	ПС 110 кВ Савали	110/10	1990	6,3	28
87	ПС 110 кВ Садовая	110/10/6	1955	10+10	63
88	ПС 110 кВ Санчурск	110/35/10	1973	6,3+16	45
89	ПС 110 кВ Свеча	110/10	1972	6,3+6,3	46
90	ПС 110 кВ Северная	110/35/6	1952	40+31,5	66
91	ПС 110 кВ Селезняха	110/10	1989	6,3+6,3	29
92	ПС 110 кВ Скопино	110/6	1977	6,3+6,3	41
93	ПС 110 кВ Слободская	110/35/10/6	1971	16+16	47
94	ПС 110 кВ Слудка	110/10	1990	6,3	28
95	ПС 110 кВ Советск	110/35/10	1963	16+16	55
96	ПС 110 кВ Сосновка	110/35/6	1966	10+16	52
97	ПС 110 кВ ССК	110/35/10	2013	16+16	5
98	ПС 110 кВ Суна	110/35/10	1965	10+10	53
99	ПС 110 кВ Талица	110/35/10	1985	6,3+6,3	33
100	ПС 110 кВ Тужа	110/35/10	1982	6,3+6,3	36
101	ПС 110 кВ Тюмень	110/10	1988	6,3+6,3	30
102	ПС 110 кВ Уни	110/35/10	1965	10+16	53
103	ПС 110 кВ Уржум	110/35/10	1981	16+10	37
104	ПС 110 кВ Утиная	110/10	1983	6,3+6,3	35
105	ПС 110 кВ Филиппово	110/35/10	1978	6,3+10	40

№ п/п	Наименование подстанции	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Мощность, МВА	Срок службы на 01.01.2018, лет
106	ПС 110 кВ Черная Холуница	110/10	1977	6,3	41
107	ПС 110 кВ Чижи	110/35/10	2006	40+40	12
108	ПС 110 кВ Шараница	110/10	1981	3,2	37
109	ПС 110 кВ Швариха	110/10	1985	6,3	33
110	ПС 110 кВ Шевели	110/6	1988	40+40	30
111	ПС 110 кВ Шестаки	110/35/10	1983	6,3+6,3	35
112	ПС 110 кВ Шурма	110/10	1990	2,5+2,5	28
113	ПС 110 кВ Юбилейная	110/10	1981	2,5+2,5	37
114	ПС 110 кВ Юрьево	110/10	1983	6,3+6,3	35
115	ПС 110 кВ Юрья	110/35/10/6	1961	16+16	57
116	ПС 110 кВ Яранск	110/35/10	1984	16+16	34

3780,45 километра линий электропередачи напряжением 35 – 110 кВ филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», что составляет 54% от общей протяженности ЛЭП данного класса напряжения, имеют срок службы от 35 до 53 лет. Срок службы ЛЭП 35 – 110 кВ протяженностью 1134,35 километров (16% от общей протяженности) составляет от 53 до 70 лет. В целом степень износа ЛЭП напряжением 35 – 110 кВ филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» по состоянию на 01.01.2018 достигла 69,1%.

В числе достигших критического срока службы и в пограничной зоне находятся системообразующие ЛЭП и высоковольтные подстанции напряжением 35 – 110 кВ.

Перечень ЛЭП класса 110 кВ филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» с указанием срока службы представлен в таблице 13.

Таблица 13

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода	Протяженность по цепям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2018, лет
1	ВЛ 110 кВ Арбаж – Павлово	1978	21,64	АС70; АС150	40
2	ВЛ 110 кВ Арбаж – Советск	1964	42,33	АС95	54

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода	Протяженность по цепям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2018, лет
3	ВЛ 110 кВ Арбаж – Тужа	1982	28,20	АС150; АС185	36
4	ВЛ 110 кВ Ацвеж – Поназырево с отпайкой на ПС Свеча	1968	88,72	АС120; АС150	50
5	ВЛ 110 кВ Бахта – Луговая	1980	23,51	АЖ120	38
6	ВЛ 110 кВ Белая Холуница – Иванцево	1962	35,95	АС120; АС185	56
7	ВЛ 110 кВ Беляево – Вахруши	1977	16,99	АС120	41
8	ВЛ 110 кВ Богородск – Уни	1980	54,72	АС95	38
9	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Бытприбор	1969	6,94	АС185	49
10	ВЛ 110 кВ Ветошкино – Петровское	1976	18,04	АС120	42
11	ВЛ 110 кВ Вятка – Азот	1977	12,61	АС400	41
12	ВЛ 110 кВ Вятка – Бурмакино с отпайками	1976	34,11	АС120; АС150	42
13	ВЛ 110 кВ Вятка – ДВП I цепь	1973	7,23	АС120	45
14	ВЛ 110 кВ Вятка – ДВП II цепь	1973	7,24	АС120	45
15	ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 1 с отпайками	1960	25,41	АС120	58
16	ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 2 с отпайками	1961	24,44	АС120	57
17	ВЛ 110 кВ Вятка – Коминтерн	1979	27,34	АС120	39
18	ВЛ 110 кВ Вятка – Кристалл	1951	10,63	АС120	67
19	ВЛ 110 кВ Вятка – Кумены с отпайками	1962	45,78	АС95; АС120; АС150	56
20	ВЛ 110 кВ Вятка – Кировская ТЭЦ-3 II цепь (резерв)	1975	3,39	АС240	43
21	ВЛ 110 кВ Вятка – Кировская ТЭЦ-3 с отпайкой на ПС Азот-1, -2	1975	16,74	АС240	43
22	ВЛ 110 кВ Вятка – Челецк	1961	10,11	АС240	57
23	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Малмыж с отпайками	1966	48,58	АС95	52

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода	Протяженность по цепям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2018, лет
24	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – МСЗ 1	1976	6,51	АС150	42
25	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – МСЗ 2	1976	6,51	АС150	42
26	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Слудка	1987	17,33	АС185	31
27	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Сосновка 1 с отпайками	1965	21,02	АС70	53
28	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Сосновка 2 с отпайками	1988	20,24	АС120	30
29	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Тяговая 1	1984	4,33	АС120	34
30	ВЛ 110 кВ Вятские Поляны – Тяговая 2	1984	4,33	АС120	34
31	ВЛ 110 кВ Гостовская – Поназырево	1969	16,92	АС120	49
32	ВЛ 110 кВ Даровское – Круглыжи	1986	39,89	АпС120	32
33	ВЛ 110 кВ Даровское – Пиксур	1987	19,20	АС120	31
34	ВЛ 110 кВ Кирс – Иванцево с отпайками	1962	93,86	АС120; АС185	56
35	ВЛ 110 кВ Иготино – Шахунья с отпайками	1963	48,05	АС150	55
36	ВЛ 110 кВ Ильинская – Белая Холуница	1961	24,68	АС185	57
37	ВЛ 110 кВ Киров – Бытприбор с отпайкой на ПС Шкляевская	1969	5,13	АС185	49
38	ВЛ 110 кВ Киров – Лянгасово	1963	12,52	АС120	55
39	ВЛ 110 кВ Киров – Пасегово	1963	9,85	АЖ120; АС120	55
40	ВЛ 110 кВ Киров – Сельмаш с отпайкой на ПС Шкляевская	1969	2,35	АС120; АС185	49
41	ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-4 I цепь	1968	6,85	АС185	50
42	ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-4 II цепь	1968	6,85	АС185	50

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода	Протяженность по цепям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2018, лет
43	ВЛ 110 кВ Киров – Чижи I цепь с отпайками	1961	6,51	АС120	57
44	ВЛ 110 кВ Киров – Чижи II цепь с отпайками	1961	6,54	АС120	57
45	ВЛ 110 кВ Кирс – Гарь	1993	6,55	АС185	25
46	ВЛ 110 кВ Кирс – Рудничный I цепь с отпайкой на ПС Дымное	1978	40,00	АС185	40
47	ВЛ 110 кВ Кирс – Рудничный II цепь с отпайкой на ПС Дымное	1986	38,24	АС120	32
48	ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево	1979	9,72	АС120	39
49	ВЛ 110 кВ Котельнич – Ацвеж	1963	22,38	АС150	55
50	ВЛ 110 кВ Котельнич – Буреполом	1963	60,07	АС150	55
51	ВЛ 110 кВ Котельнич – Иготино	1963	17,95	АС150	55
52	ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная	1963	40,89	АС150	55
53	ВЛ 110 кВ Котельнич – Шабалино с отпайкой на ПС Свеча	1969	70,61	АС150	49
54	ВЛ 110 кВ Котельнич – Юбилейная с отпайками	1971	42,71	АС70	47
55	ВЛ 110 кВ Котельнич – Юрьево с отпайками	1983	35,66	АС70; АС120	35
56	ВЛ 110 кВ Красный Курсант – Кузнецы	1979	26,75	АС70	39
57	ВЛ 110 кВ Красный Курсант – Юрья	1970	37,54	АС120	48
58	ВЛ 110 кВ Кремешки – Лебяжье	1973	23,19	АС120	45
59	ВЛ 110 кВ Кумены – Суна	1962	35,11	АС95	56
60	ВЛ 110 кВ Лазарево 1 – Шурма	1981	14,73	АЖ120	37
61	ВЛ 110 кВ Лазарево 21	1986	1,05	АС120	32
62	ВЛ 110 кВ Лазарево 22	1986	1,16	АС120	32
63	ВЛ 110 кВ Лебяжье – Пижанка с отпайкой на ПС Муша	1986	68,24	АС120; АС185	32
64	ВЛ 110 кВ Лебяжье – Яранск с отпайкой на ПС Муша	1990	111,39	АС185	28

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода	Протяженность по цепям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2018, лет
65	ВЛ 110 кВ Лебяжье – Ветошкино с отпайкой на ПС Лебяжье	1976	24,00	АС120	42
66	ВЛ 110 кВ Лебяжье – Швариха с отпайкой на ПС Приверх	1975	23,61	АЖ120; АС120; АСУС 185	43
67	ВЛ 110 кВ Луговая – УХО	1980	17,79	АЖ120	38
68	ВЛ 110 кВ Луза – Демьяново	1968	36,50	АС185; АСУ300	50
69	ВЛ 110 кВ Макарье – Даровское	1977	26,46	АС70	41
70	ВЛ 110 кВ Малмыж – Лазарево 1 с отпайками	1980	62,41	АС120	38
71	ВЛ 110 кВ Матвинур – Санчурск	1972	20,68	АС120	46
72	ВЛ 110 кВ Митюши – Кикнур	1987	31,47	АС120	31
73	ВЛ 110 кВ Мураши – Демьяново с отпайками	1975	171,64	АСО240; АС240	43
74	ВЛ 110 кВ Мураши – Опарино с отпайкой на ПС Фанерная	1975	70,35	АСО240	43
75	ВЛ 110 кВ Нижнеивкино – Верхошижемье	1980	40,33	АЖ120; АС120	38
76	ВЛ 110 кВ Нолинск – Кырчаны	1962	16,96	АС95	56
77	ВЛ 110 кВ Нолинск – Швариха	1975	24,05	АС120; АЖ120	43
78	ВЛ 110 кВ Омутнинск – Афанасьево с отпайкой на ПС Залазна	1987	80,97	АС185	31
79	ВЛ 110 кВ Омутнинск – Гарь с отпайкой на ПС Песковка	1976	83,03	АС185	42
80	ВЛ 110 кВ Омутнинск – Кирс с отпайкой на ПС Песковка	1962	83,54	АС120	56
81	ВЛ 110 кВ Омутнинск – ОХЗ I цепь	1989	17,25	АС120	29
82	ВЛ 110 кВ Омутнинск – ОХЗ II цепь	1989	17,42	АС120	29

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода	Протяженность по цепям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2018, лет
83	ВЛ 110 кВ Омутнинск – Черная Холуница	1976	41,54	АС70; АС120	42
84	ВЛ 110 кВ Опарино – Пинюг с отпайкой на ПС Альмеж	1970	58,92	АСО240; АС120	48
85	ВЛ 110 кВ Опытное Поле – Яранск	1982	9,64	АС185	36
86	ВЛ 110 кВ Оричи – Нижнеивкино с отпайкой на ПС Тюмень	1980	55,16	АЖ120; АС120	38
87	ВЛ 110 кВ Оричи – Тюмень	1983	14,34	АЖ120; АС120	35
88	ВЛ 110 кВ Оричи – УХО	1980	0,07	АС150	38
89	ВЛ 110 кВ Оршанка – Табашино	1979	8,90	АЖ120; АС120	39
90	ВЛ 110 кВ Павлово – Пижанка	1979	11,95	АС70	39
91	ВЛ 110 кВ Пасегово – Оричи с отпайкой на ПС Лянгасово	1963	35,43	АЖ120; АС120	55
92	ВЛ 110 кВ Первомайск – Матвинур	1972	10,70	АС120	46
93	ВЛ 110 кВ Песковка – Бисерово	1973	55,81	АС70; АС120	45
94	ВЛ 110 кВ Петровское – Уржум	1976	35,54	АС120	42
95	ВЛ 110 кВ Пинюг – Демьяново	1970	46,36	АС120	48
96	ВЛ 110 кВ Полом – Филиппово	1978	13,24	АС70	40
97	ВЛ 110 кВ Прогресс – Кремешки	1973	16,93	АС120	45
98	ВЛ 110 кВ Просница – Полом	1978	10,10	АС70	40
99	ВЛ 110 кВ Прудки – Нижний Торъял	1981	27,40	АС120	37
100	ВЛ 110 кВ РМЗ – Первомайск	1976	28,82	АС120	42
101	ВЛ 110 кВ Свеча – Круглыжи с отпайкой на ПС Краснооктябрьская	1979	32,51	АС70	39
102	ВЛ 110 кВ Селезениха – Талица	1989	65,65	АС120	29
103	ВЛ 110 кВ Сельмаш – Кировская ТЭЦ-4	1969	5,82	АС120; АС185	49

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода	Протяженность по цепям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2018, лет
104	ВЛ 110 кВ Слудка – Лазарево 1 с отпайками	1987	94,60	АС185	31
105	ВЛ 110 кВ Советск – Прогресс	1973	11,60	АС120	45
106	ВЛ 110 кВ Суна – Богородск	1978	40,27	АС95	40
107	ВЛ 110 кВ Суна – Верхошижемье	1989	76,20	АС120	29
108	ВЛ 110 кВ Суна – Кырчаны	1962	24,72	АС95	56
109	ВЛ 110 кВ Сусоловка – Луза	1968	26,75	АС150; АС185	50
110	ВЛ 110 кВ Табашино – Прудки	1979	11,36	АЖ120	39
111	ВЛ 110 кВ Тужа – Опытное Поле	1982	23,53	АС185	36
112	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – Азот-1	1979	2,66	АС400	39
113	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – ГПП (резерв)	1961	1,31	АС120	57
114	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – ГПП № 1	2013	3,17	АС300	5
115	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – ГПП № 2	2013	3,17	АС300	5
116	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – Слободская I цепь с отпайками	1971	32,59	АС120; АЖ120; АС185	47
117	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – Слободская II цепь с отпайками	1971	52,74	АС120; АС185	47
118	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-3 – Чепецк с отпайкой на ПС Кристалл	1975	8,75	АС240	43
119	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Бахта с отпайками	1980	18,08	АС120; АС150	38
120	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Западная I цепь с отпайками	1970	8,59	АС150	48
121	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Западная II цепь с отпайками	1970	8,59	АС150	48
122	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Красногорская с отпайками	1980	10,89	АС120; АС150	38

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода	Протяженность по цепям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2018, лет
123	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Красный Курсант	1970	20,10	АС120; АС185	48
124	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – ОЦМ I цепь с отпайками	1978	10,63	АС185	40
125	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – ОЦМ II цепь с отпайками	1978	7,32	АС185	40
126	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Северная № 6 с отпайкой на ПС Авитек	1962	2,72	АС120	56
127	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Северная № 8 с отпайкой на ПС Авитек	1962	2,72	АС185	56
128	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Кировская ТЭЦ-1 № 10 с отпайками	1960	6,02	АС185	58
129	ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Кировская ТЭЦ-1 № 9 с отпайками	1960	6,02	АС185	58
130	ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-5 1 блок	1980	1,20	АС400	38
131	ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-5 2 блок	1983	1,17	2АС400	35
132	ВЛ 110 кВ Уни – Талица	1985	34,36	АС120	33
133	ВЛ 110 кВ Утиная – Арбаж с отпайкой на ПС Шараница	1963	58,31	АС150	55
134	ВЛ 110 кВ Филиппово – Селезениха	1989	17,08	АС120	29
135	ВЛ 110 кВ Чепецк – Азот-1	1986	1,70	АС240	32
136	ВЛ 110 кВ Чепецк – Азот	1986	1,70	АС240	32
137	ВЛ 110 кВ Чепецк – ГПП № 1	1979	5,87	АС240	39
138	ВЛ 110 кВ Чепецк – ГПП № 2	1979	5,70	АС120	39
139	ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца	1979	52,15	АС185; АС240	39
140	ВЛ 110 кВ Чепецк – Просница с отпайкой на ПС Чепца	1979	22,51	АС120; АС240	39

№ п/п	Наименование ЛЭП 110 кВ	Год ввода	Протяженность по цепям, км	Марка провода	Срок службы на 01.01.2018, лет
141	ВЛ 110 кВ Чижи – Восточная I цепь	1961	1,80	АС120	57
142	ВЛ 110 кВ Чижи – Восточная II цепь	1961	1,80	АС120	57
143	ВЛ 110 кВ Шабалино – Гостовская	1969	26,48	АС120	49
144	ВЛ 110 кВ Шабалино – Маяк	1991	5,45	АС120	27
145	ВЛ 110 кВ Шурма – Уржум	1981	26,81	АЖ120	37
146	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Макарье	1971	8,68	АС70	47
147	ВЛ 110 кВ Юрьево – Кузнецы	1989	42,61	АС120	29
148	ВЛ 110 кВ Юрья – Мураши с отпайкой на ПС Мураши	1964	41,21	АС120	54
149	ВЛ 110 кВ Яранск – Митюши	1984	13,02	АС120	34
150	ВЛ 110 кВ Яранск – РМЗ	1975	4,82	АС120	43

Проведенный филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» анализ технологических нарушений в электросетевом комплексе филиала, произошедших в 2017 году и приведших к отключению поврежденного оборудования и участков сети, показывает, что значительное число отключений было связано со старением оборудования и конструктивных элементов сети.

Причины технологических нарушений представлены в таблице 14.

Таблица 14

Причины технологических нарушений	ПС 35 – 110 кВ, %	ВЛ 35 – 110 кВ, %
Старение изоляции	37	11,8
Старение материалов	25,9	4,6

С увеличением износа оборудования растет количество объектов с нулевой остаточной стоимостью, что ведет к сокращению амортизационных отчислений, которые могли бы быть направлены на восстановление электросетевых объектов.

4. Основные направления развития электроэнергетики Кировской области

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Кировской области

Основными задачами развития электроэнергетики Кировской области являются обеспечение надежного электроснабжения потребителей, удовлетворение среднесрочного и долгосрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для развития экономики и привлечения инвестиций в строительство и реконструкцию объектов электроэнергетики.

Обеспечение надежного электроснабжения потребителей электроэнергии является комплексной многоуровневой задачей, решение которой достигается как традиционными методами (путем поддержания в работоспособном состоянии действующих объектов электроэнергетики, своевременным проведением технического обслуживания и ремонтных работ), так и методами инновационного развития, которым в 2019 – 2023 годах должно быть уделено особое внимание.

4.2. Внедрение инновационных технологий

Одним из направлений в организации эффективной электросетевой инфраструктуры в условиях ограничения предельного роста тарифов на электрическую энергию является снижение операционных и капитальных затрат сетевых организаций, работающих на территории Кировской области. Снижение указанных затрат может быть обеспечено путем инновационного развития электросетевого комплекса, в том числе внедрением технологий, направленных на создание «цифровой сети».

Цифровая интеллектуальная сеть – это сеть с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами, в которой все процессы информационного обмена между

элементами ПС и ВЛ, информационного обмена с внешними системами, а также управление работой оборудования осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК.

Одним из основных направлений развития цифровизации является повышение уровня автоматизации оперативно-технологического управления. Одним из ключевых элементов цифровизации являются автоматизированные системы управления на подстанции, а в случае их отсутствия – отдельные технологические системы, обеспечивающие функции передачи информации на верхний уровень управления.

Одним из перспективных направлений развития современных систем контроля, защиты и управления на подстанциях ЭСК является создание «цифровых» ПС (ЦПС). Под ЦПС понимается подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами (АСУТП/ССПИ, АИИС КУЭ, РЗА, ПА, РАС, ОМП и др.), в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС, а также управление работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протокола МЭК 61850. При этом и первичное силовое оборудование ЦПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем должны быть функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными. Также предпочтительным является взаимная интеграция всех или части вышеперечисленных систем.

Филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в 2019 – 2023 годы рассматривается возможность модернизации ряда подстанций в части реконструкции существующей системы АСУТП, направленной на внедрение элементов цифровых электрических сетей, поддерживающих цифровой обмен данными.

4.3. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на пятилетний период (2019 – 2023 годы)

Таблица 16

Наименование показателя	2018 (прогноз)	Прогнозируемый период				
		2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	7 387	7 445	7 514	7 547	7 574	7 600
% к предыдущему году	–	0,8	0,9	0,4	0,4	0,3
Потребление мощности, МВт	1 244	1 254	1 262	1 271	1 275	1 280
% к предыдущему году	–	0,8	0,6	0,7	0,3	0,4

4.4. Детализация максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Кировской области

Таблица 17
(МВт)

Зимний период	2018 год	2019 год	2020г од	2021 год	2022г од	2023г од
Центральный энергорайон	1 145	1 154	1 162	1 170	1 174	1 178
Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка	1 004	1 012	1 018	1 026	1 029	1 033
Энергорайон 110 кВ Киров – ТЭЦ-4 – Оричи	445	448	451	454	456	457
Энергорайон Кировской ТЭЦ-4	254	256	258	260	261	262
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3	198	200	131*	132*	133*	134*
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3 – Чепецк	249	251	253	254	255	256
Кирсинско-Омутнинский энергорайон	86**	86**	115**	115**	116**	116**
Фаленско-Омутнинский энергорайон	148**	149**	178**	179**	180**	180**
Котельнический энергорайон	98	99	100	100	101	101
Мурашинский (Северный) энергорайон	59	59	60	60	60	61
Южный энергорайон	128	129	130	131	131	131
Вятско-Полянский энергорайон	97	97	98	99	99	99

*При реализации ТУ на ТП ПС 110 кВ ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк» к ПС 220 кВ Чепецк.

**При реализации ТУ на ТП ООО «Кировский металлургический завод» и ООО «Кировская лесопромышленная компания».

Таблица 18
(МВт)

Летний период	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Центральный энергорайон	889	896	902	908	911	915
Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка	800	806	811	817	820	823
Энергорайон 110 кВ Киров – ТЭЦ-4 – Оричи	315	318	320	322	323	324
Энергорайон Кировской ТЭЦ-4	208	209	211	212	213	214
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3	190	191	122*	124*	124*	125*
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3 – Чепецк	238	240	241	243	244	245
Кирсинско-Омутнинский энергорайон	65**	65**	94**	94**	95**	95**
Фаленско-Омутнинский энергорайон	130**	131**	160**	161**	162**	162**
Котельнический энергорайон	82	83	83	84	84	85
Мурашинский (Северный) энергорайон	40	40	41	41	41	41
Южный энергорайон	96	97	98	98	99	99
Вятско-Полянский энергорайон	84	85	85	86	86	87

*При реализации ТУ на ТП ПС 110 кВ ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк» к ПС 220 кВ Чепецк.

**При реализации ТУ на ТП ООО «Кировский металлургический завод» и ООО «Кировская лесопромышленная компания».

4.5. Перспективный баланс производства и потребления электрической энергии и мощности

Структура перспективных балансов электроэнергии с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на период 2019 – 2023 годов представлена в таблице 19.

Таблица 19
(млн. кВт·ч)

Наименование показателя	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Потребность (электропотребление)	7445	7514	7547	7574	7600
Покрытие (производство электроэнергии)	4166	4238	4262	4296	4329
в том числе					
АЭС					
ГЭС					
ТЭС	4166	4238	4262	4296	4329
ВИЭ					
Сальдо перетоков	3279	3276	3285	3278	3271

Структура перспективных балансов мощности с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на период 2019 – 2023 годов представлена в таблице 20.

Таблица 20
(МВт)

Наименование показателя	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
Потребность (собственный максимум)	1254	1262	1271	1275	1280
Покрытие (установленная мощность)	934,3	934,3	934,3	934,3	934,3
в том числе					
АЭС					
ГЭС					
ТЭС	934,3	934,3	934,3	934,3	934,3
ВИЭ					
Дефицит	319,7	327,7	336,7	340,7	345,7

4.6. Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Программой развития электроэнергетики Кировской области на 2019 – 2023 годы предусматривается решение следующих задач:

развитие электросетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
удовлетворение долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;

формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики;

обеспечение надежности функционирования энергосистемы Кировской области;

предотвращение возникновения локальных дефицитов электрической энергии и мощности и ограничений в пропускной способности электрических сетей в энергорайонах Кировской энергосистемы;

скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

информационное обеспечение деятельности органов государственной власти и местного самоуправления при формировании политики в сфере электроэнергетики, а также субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов;

обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, схем территориального планирования и программы развития электроэнергетики Кировской области.

4.6.1. Строительство ПС 110 кВ Урванцево с заходами ВЛ 110 кВ

4.6.1.1. Строительство ПС 110 кВ Урванцево с заходами ВЛ 110 кВ (1 очередь – установка трансформатора Т-1 40 МВА, ОРУ 110 кВ, ЗРУ 10 кВ)

Необходимость строительства ПС 110 кВ Урванцево обосновывается недопустимой токовой нагрузкой трансформаторов существующей ПС 110 кВ Коммунальная – основного центра питания западной части города Кирова.

В соответствии с проектной документацией «Строительство ПС 110/35/10 кВ «Урванцево» с заходами ВЛ-110 кВ» сооружение ПС 110 кВ Урванцево планируется осуществить в три очереди:

1-я очередь – установка трансформатора 110/35/10 кВ Т-1 40 МВА, сооружение ОРУ 110 кВ и ЗРУ 10 кВ;

2-я очередь – установка трансформатора 110/35/10 кВ Т-2 40 МВА и элегазового выключателя в ОРУ 110 кВ для присоединения трансформатора Т-2;

3-я очередь – монтаж ЗРУ 35 кВ.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», на ПС 110 кВ Коммунальная установлены 2 модернизированных трансформатора мощностью 16/25 МВА (при использовании системы охлаждения Д трансформаторы имеют номинальную мощность – 16 МВА; при использовании системы охлаждения ДЦ мощность трансформаторов, по информации организации, проводившей модернизацию трансформаторов, принята – 25 МВА). Срок службы трансформаторов ПС 110 кВ Коммунальная составляет более 30 лет.

Филиалу «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» выдано предписание снизить шумовую нагрузку по условиям комфортного проживания населения близлежащего микрорайона (Акт проверки Управления Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Кировской области от 20.06.2016 № 0269 о снижении шумовой нагрузки до нормативных значений, указанных в СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» (утвержденных постановлением Государственного комитета санитарно-эпидемиологического надзора Российской Федерации от 31.10.1996 № 36), для обеспечения комфортных условий проживания населения в жилом районе, на территории которого расположена ПС 110 кВ Коммунальная).

Источником повышенного шума являются циркуляционные насосы системы охлаждения трансформаторов. Отключение циркуляционных насосов

означает переход от системы охлаждения ДЦ к системе охлаждения Д, при которой номинальная мощность трансформаторов составляет 16 МВА.

Номинальный ток обмотки ВН силового трансформатора мощностью 16 МВА составляет 80 А, мощностью 25 МВА – 126 А.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», допустимая аварийная нагрузка силовых трансформаторов со сроком эксплуатации 30 лет и более при температуре окружающей среды -10°C и ниже не должна превышать 120% (96 А для трансформаторов мощностью 16 МВА).

фактическая нагрузка ПС 110 кВ Коммунальная в режиме зимних максимальных нагрузок отопительного периода 2017/2018 года составила 25,6 МВА (129 А). При отключении одного из трансформаторов ПС 110 кВ Коммунальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 161% при номинальной мощности трансформатора 16 МВА.

Для исключения токовой перегрузки трансформаторов 2*16 МВА ПС 110 кВ Коммунальная выше величины 20% требуется ввод графиков аварийного ограничения потребления до 5,9 МВт.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», перевод нагрузки ПС 110 кВ Коммунальная по сети 10 кВ на другие питающие центры не представляется возможным.

Для исключения отключения потребителей в послеаварийном режиме рекомендуется выполнить строительство нового центра питания в западной части города Кирова – ПС 110 кВ Урванцево.

Проектной документацией на сооружение ПС 110 кВ Урванцево предусмотрено ее оснащение трансформаторами 2×40 МВА (номинальный ток 200 А) и перевод части нагрузок существующих ПС 110 кВ Коммунальная, ПС 110 кВ Красногорская, ПС 110 кВ Бытприбор, ПС 35 кВ Юго-Западная на новую ПС 110 кВ Урванцево.

Набор нагрузки на ПС 110 кВ Урванцево филиал «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» планирует осуществить за счет:

перевода части нагрузки ПС 110 кВ Коммунальная (АО «Горэлектросеть») объемом до 11 МВА;

перевода части нагрузки ПС 110 кВ Красногорская объемом не менее 3,2 МВА;

перевода части нагрузки ПС 110 кВ Бытприбор (АО «Горэлектросеть») объемом 2,6 МВА;

перевода трансформатора Т-1 ПС 35 кВ Юго-Западная на питание от ПС 110 кВ Урванцево по сети 35 кВ, переводимая нагрузка – 6,65 МВА.

Суммарная нагрузка ПС 110 кВ Урванцево после выполнения вышеперечисленных мероприятий составит 23,5 МВА (118 А).

Действующие ТУ на ТП к шинам ПС 110 кВ Коммунальная, ПС 110 кВ Красногорская, ПС 110 кВ Бытприбор, ПС 35 кВ Юго-Западная отсутствуют.

Строительство ПС 110 кВ Урванцево в настоящее время находится в стадии реализации, имеется действующий Договор на технологическое присоединение от 28.10.2010 № 132/ТП-М4 и технические условия на технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Центра и Приволжья» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС».

Техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрено строительство ПС 110 кВ Урванцево с установкой трехобмоточного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА с включением шлейфовым заходом ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Киров I цепь.

В настоящее время часть работ уже реализована, в том числе:

выполнены инженерные изыскания на площадке подстанции и заходов ВЛ 110 кВ;

разработана и согласована с Филиалом АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ проектная документация;

выполнена планировка территории подстанции;

установлено постоянное внешнее ограждение.

Схема подключения ПС 110 кВ Урванцево к энергосистеме после реализации 1-й очереди строительства приведена на рисунке 1.

4.6.1.2. Строительство ПС 110 кВ Урванцево с заходами ВЛ 110 кВ (2 очередь – установка трансформатора Т-2 40 МВА)

Ряд потребителей, переводимых на ПС 110 кВ Урванцево, имеет электроприемники 1 категории, предъявляющие повышенные требования к надежности электроснабжения. В их числе:

жилые дома высотой 9 – 12 этажей и более, оборудованные электроплитами и устройствами пожарной безопасности (пожарные насосы, системы дымоудаления, пожарной сигнализации), лифтами и аварийным освещением;

центральные тепловые пункты – 11 штук;

организации здравоохранения;

объекты размещения органов охраны общественного порядка, пожарных частей – 2 штуки;

узлы связи и радиотрансляции, АТС – 3 штуки.

В целях обеспечения требований к электроприемникам 1 категории на ПС 110 кВ Урванцево необходима установка второго трансформатора напряжением 110/35/10 кВ.

Установка второго трансформатора 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Урванцево предусмотрена проектной документацией «Строительство ПС 110/35/10 кВ «Урванцево» с заходами ВЛ-110 кВ», разработанной в 2017 году и согласованной Филиалом АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ.

Рекомендуемый срок ввода 2-й очереди – 2021 год.

Схема ПС 110 кВ Урванцево после реализации 2-й очереди строительства приведена на рисунке 1.

4.6.1.3. Строительство ПС 110 кВ Урванцево с заходами ВЛ 110 кВ (3 очередь – РУ 35 кВ)

Техническими решениями проекта «Строительство ПС 110/35/10 кВ «Урванцево» с заходами ВЛ-110 кВ» предусмотрен монтаж РУ 35 кВ на ПС 110 кВ Урванцево.

Реализация 3-й очереди строительства ПС 110 кВ Урванцево позволит реализовать мероприятия генерального плана развития города Кирова в части обеспечения схемы электроснабжения города по сети 35 кВ:

перевод трансформатора Т-1 16 МВА ПС 35 кВ Юго-Западная на питание от ПС 110 кВ Урванцево, что обеспечивает питание ПС 35 кВ Юго-Западная от двух центров питания – ПС 220 кВ Киров и ПС 110 кВ Урванцево;

присоединение ПС 35 кВ Дороницы (строительство которой планируется после 2023 года) к двум центрам питания – ПС 220 кВ Киров и ПС 110 кВ Урванцево.

Схема ПС 110 кВ Урванцево после реализации 3-й очереди строительства приведена на рисунке 1.

Рекомендуемый срок ввода 3-й очереди – 2023 год.

4.6.2. Перевод питания Т-2 ПС 110 кВ Коммунальная с ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Западная, II цепь на ВЛ 110 кВ Сельмаш – Кировская ТЭЦ-4 (реконструкция ВЛ 110 кВ Сельмаш – Кировская ТЭЦ-4)

ПС 110 кВ Коммунальная подключена к двухцепной ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Западная I, II цепи.

ПС 110 кВ Коммунальная обеспечивает электроснабжение жилого района с населением около 23,5 тыс. жителей. От ПС 110 кВ Коммунальная получают питание потребители, имеющие электроприемники I категории по надежности электроснабжения:

жилые дома высотой 9 – 12 этажей и более, оборудованные электроплитами и устройствами пожарной безопасности (пожарные насосы, системы дымоудаления, пожарной сигнализации), лифтами, аварийным освещением;

центральные тепловые пункты – 28 штук;

станции водоснабжения – 1 штука;

учреждения здравоохранения с операционными;

объекты размещения воинских частей, органов охраны общественного порядка, пожарных частей – 4 штуки;

узлы связи и радиотрансляции, АТС – 7 штук.

ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Западная I, II цепь расположены на общих опорах. При повреждении общих элементов ВЛ 110 кВ (например, опоры или грозотроса) происходит отключение обеих цепей. Кроме того, при производстве ряда ремонтных работ, требуется отключение обеих цепей ВЛ 110 кВ, питающих ПС 110 кВ Коммунальная.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», перевод нагрузки ПС 110 кВ Коммунальная по сети 10 кВ на другие питающие центры не представляется возможным, так как напряжение смежных центров питания составляет 6 кВ. Таким образом, отключение обеих цепей ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Западная I, II цепь сопровождается отключением потребителей без возможности восстановления электроснабжения на весь период ремонта ВЛ.

Одним из вариантов развития сети для исключения отключения потребителей I категории, запитанных от ПС 110 кВ Коммунальная в послеаварийных режимах (ремонтных схемах), может стать перевод ПС 110 кВ Коммунальная на другой источник питания 110 кВ. Данный вариант может быть реализован за счет перевода Т-2 ПС 110 кВ Коммунальная путем переключения отпайки от ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Западная II цепь на ВЛ 110 кВ Сельмаш – Кировская ТЭЦ-4, проходящей в одном коридоре с ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Западная II цепь (по информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», ориентировочная длина вновь сооружаемого участка ВЛ составит 30 метров, установка дополнительных опор не требуется).

Действующие ТУ на ТП к шинам ПС 110 кВ Коммунальная отсутствуют.

Рекомендуемый срок реализации мероприятия – 2022 год.

Схема подключения ПС 110 кВ Коммунальная к энергосистеме приведена на рисунке 2.

4.6.3. Строительство ПС 110 кВ Трехречье (взамен существующей ПС 110 кВ Советск)

4.6.3.1. Строительство ПС 110 кВ Трехречье (взамен существующей ПС 110 кВ Советск) (1 очередь – установка трансформатора Т-1 16 МВА)

ПС 110 кВ Советск введена в эксплуатацию в 1963 году. В настоящее время на подстанции установлены два трансформатора ТДТН-16000/110 мощностью 16 МВА напряжением 110/35/10 кВ. Схема ОРУ 110 кВ – № 110-4 «Два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Оборудование подстанции выработало нормативный ресурс (имеет износ около 90%). По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителей Западно-Уральского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (акт технического освидетельствования от 14.05.2014) оборудование подстанции рекомендовано к замене.

В связи с отсутствием секционного выключателя в ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Советск при отключении любой из ВЛ 110 кВ Арбаш – Советск или ВЛ 110 кВ Советск – Прогресс на ПС 110 кВ Советск теряют питание оба силовых трансформатора.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», реконструкция ПС 110 кВ Советск на существующей площадке невозможна по условиям безопасного производства строительного-монтажных работ.

Для размещения новой ПС 110 кВ Трехречье, сооружаемой взамен ПС 110 кВ Советск, зарезервирована площадка в непосредственной близости от существующей ПС 110 кВ Советск. Трансформаторы вновь сооружаемой ПС 110 кВ Трехречье будут иметь ту же мощность, что и трансформаторы на демонтируемой ПС 110 кВ Советск – 2×16 МВА.

В соответствии с проектной документацией «Строительство ПС 110 кВ «Трехречье» (взамен существующей ПС 110 кВ «Советск»)» сооружение ПС 110 кВ Трехречье планируется осуществить в две очереди.

1-я очередь – установка трансформатора 110/35/10 кВ Т-1 16 МВА, строительство ОРУ 110 кВ в объеме одного блока для подключения трансформатора Т-1, строительство ЗРУ 10 кВ в полном объеме.

4.6.3.2. Строительство ПС 110 кВ Трехречье (взамен существующей ПС 110 кВ Советск) (2 очередь – установка трансформатора Т-2 16 МВА)

2-я очередь – установка трансформатора 110/35/10 кВ Т-2 16 МВА, завершение строительства ОРУ 110 кВ с переходом на схему № 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов», строительство ОРУ 35 кВ по схеме № 35-3Н «Блок (линия – трансформатор) с выключателем», строительство заходов ВЛ 35-110 кВ на ПС 110 кВ Трехречье.

Перевод ОРУ 110 кВ на схему № 110-5АН позволит сохранить в работе один из силовых трансформаторов ПС 110 кВ Трехречье при отключении одной из питающих ВЛ 110 кВ Арбаж – Советск или ВЛ 110 кВ Советск – Прогресс.

Исключение из схемы ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Трехречье блоков «отделитель-короткозамыкатель» повысит надежность транзитной ВЛ 110 кВ Арбаж – Советск – Прогресс – Лебяжье.

Схема подключения ПС 110 кВ Трехречье к энергосистеме приведена на рисунке 3.

4.6.4. Строительство ПС 110 кВ Мурыгино (взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант)

ПС 110 кВ Красный Курсант мощностью 3×10 МВА с номинальным током 50 А каждый приобретена филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» у ОАО «Эликон» в 2004 году в неудовлетворительном техническом состоянии, что подтверждается Актом технического

освидетельствования с участием представителя Западно-Уральского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 25.07.2014, в соответствии с которым оборудование подстанции рекомендовано к замене.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», срок службы ПС 110 кВ Красный Курсант достиг критического (подстанция построена в 1963 году). Основное оборудование (силовые трансформаторы, разъединители, выключатели 35 кВ и 6 кВ) выработало ресурс и неремонтопригодно в связи со снятием оборудования с производства и прекращением выпуска запасных частей к нему.

В существующей схеме ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Красный Курсант присоединение трех силовых трансформаторов к сборным шинам ОРУ 110 кВ выполнено при помощи блоков «отделитель-короткозамыкатель», коммутационные аппараты на присоединениях питающих ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Красный Курсант и ВЛ 110 кВ Красный Курсант – Юрья отсутствуют. По этой причине при повреждениях на одной из питающих ВЛ 110 кВ происходит отключение всех трех силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Красный Курсант. По причине отсутствия выключателей оперативные переключения в ОРУ 110 кВ проводятся также с отключением ПС 110 кВ Красный Курсант.

ПС 110 кВ Красный Курсант является единственным источником электроснабжения пгт Мурыгино и бумажной фабрики, принадлежащей ООО «Сокольский фанерный комбинат». Вышеперечисленные недостатки ОРУ 110 кВ негативно сказываются на основном потребителе – бумажной фабрике ООО «Сокольский фанерный комбинат», технологический процесс которой (производство бумаги) не допускает даже кратковременных перерывов в электроснабжении.

Схема электроснабжения пгт Мурыгино построена на напряжении 6 кВ. Прилегающая территория Юрьянского района получает питание на напряжении

10 кВ, что не позволяет в послеаварийных режимах осуществить перевод потребителей пгт Мурыгино на смежные центры питания.

Реконструкция ПС 110 кВ Красный Курсант на существующей площадке невозможна в связи с недостатком места (подстанция расположена на территории ООО «Сокольский фанерный комбинат»), а также по условиям безопасного производства строительно-монтажных работ. В силу указанных причин для размещения новой ПС 110 кВ Мурыгино (2×16 МВА) зарезервирована площадка на расстоянии 200 м от существующей ПС 110 кВ Красный Курсант.

При сооружении ПС 110 кВ Мурыгино в ОРУ 110 кВ будет реализована схема № 110-13 «Две рабочие системы шин» с выключателями на присоединениях силовых трансформаторов и питающих ВЛ 110 кВ и шиносоединительным выключателем», что позволит исключить описанные выше недостатки существующей схемы ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Красный Курсант и повысить гибкость схемы ОРУ 110 кВ при оперативных переключениях.

В соответствии с решениями внестадийной работы «Разработка схемы присоединения по объекту «Строительство ПС 110/35/6 кВ Мурыгино (взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант)» на ПС 110 кВ Мурыгино рекомендуется установка двух трансформаторов 110/35/6 кВ по 16 МВА.

В соответствии с техническим заданием «Строительство ПС 110/35/6 кВ Мурыгино (взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант)» сооружение ПС 110 кВ Мурыгино планируется осуществить в три очереди:

1-я очередь – строительство ОРУ 110 кВ по схеме № 110-13, установка трансформатора Т-1 16 МВА, строительство ЗРУ 6 кВ в полном объеме;

2-я очередь – установка трансформатора Т-2 16 МВА;

3-я очередь – строительство ЗРУ 35 кВ, подключение к ПС 110 кВ Мурыгино заходов ВЛ 35 – 110 кВ.

Схема подключения вновь сооружаемой ПС 110 кВ Мурыгино к энергосистеме отображена на рисунке 4.

4.6.5. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Северная (замена МВ 110 кВ на ЭГВ 110 кВ – 2 шт)

ПС 110 кВ Северная с двумя трансформаторами 40 МВА и 31,5 МВА сооружена в 1943 году.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», износ масляных выключателей в ОРУ 110 кВ, по данным обследований, составляет около 90% (выключатели изготовлены в 1979 году). Скоростные характеристики отключения имеют граничные значения. Приводные механизмы дальнейшей регулировке не поддаются. В настоящее время промышленностью прекращен выпуск запасных частей для применяемых на подстанции масляных выключателей и их приводов. По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителя Западно-Уральского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору масляные выключатели 110 кВ рекомендованы к замене (акт технического освидетельствования от 22.04.2016). Увеличение мощности трансформаторов при техническом перевооружении ПС 110 кВ Северная не планируется.

Объект включен в настоящую Программу в соответствии с письмом филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 18.04.2017 № 41-03/90.

4.6.6. Реконструкция ОРУ 35 – 110 кВ ПС 110 кВ Заречная (замена трансформатора Т-2 напряжением 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор напряжением 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА, монтаж ОРУ 110 кВ по схеме № 110-4Н, монтаж ОРУ 35 кВ по схеме № 35-3Н)

Реконструкции ПС 110 кВ Заречная с заменой трансформатора 35/6 кВ 6,3 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ 10 МВА обусловлена необходимостью перевода на ПС 110 кВ Заречная части нагрузки с ПС 110 кВ Коминтерн, которая является основным центром питания в заречной части города Кирова.

На ПС 110 кВ Коминтерн установлены два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью по 16 МВА, данная ПС введена в эксплуатацию в 1981 году. Номинальный ток обмотки ВН силового трансформатора мощностью 16 МВА составляет 80 А. По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», допустимая аварийная нагрузка силовых трансформаторов со сроком эксплуатации 30 лет и более при температуре окружающей среды -10°C и ниже не должна превышать 120% (96 А для трансформаторов мощностью 16 МВА).

По данным еженедельного мониторинга нагрузок, проводимого филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», фактическая загрузка ПС 110 кВ Коминтерн в режиме зимних максимальных нагрузок отопительного периода 2017/2018 года составила 22,2 МВА (111 А). При аварийном отключении одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Коминтерн загрузка оставшегося составит 139%.

Для исключения токовой перегрузки трансформаторов 2x16 МВА ПС 110 кВ Коминтерн в послеаварийном режиме выше величины 20% требуется ввод графиков аварийного ограничения потребления до 2,7 МВт.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», перераспределение нагрузки ПС 110 кВ Коминтерн по сети 10-35 кВ на другие питающие центры не представляется возможным.

Одним из вариантов развития электрической сети может стать мероприятие по изменению топологии сети 35 кВ в заречной части города Кирова: перевод по сети 35 кВ нагрузки с ПС 110 кВ Коминтерн (Т-1 ПС 35 кВ Гнусино) на ПС 110 кВ Заречная с реконструкцией существующей ПС 110 кВ Заречная с заменой трансформатора 6,3 МВА на 10 МВА (50 А).

В соответствии с информацией, предоставленной филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», прирост мощности к ПС 110 кВ Коминтерн по действующим ТУ на ТП составит до 1,5775 МВт (1,752 МВА) (в указанных ТУ на ТП мероприятие по замене трансформаторов на ПС 110 кВ Коминтерн отсутствует).

Действующие ТУ на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Коминтерн представлены в таблице 22.

Таблица 22

Наименование объекта	Максимальная мощность, кВт	Адрес присоединения	Описание ТУ
Объекты с присоединяемой мощностью менее 150 кВт	1327,5	Юрьянский район	до 15 кВт–79 штук; от 15 до 100 кВт–146 штук; от 100 до 150 кВт–1 штука
ИП Дружинин А.А.	250	Юрьянский район, с. Загарье, ул. Кирова, д. 2 а	10–14/34/16
Итого	1577,5		

В случае реализации ТУ на ТП загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Коминтерн может составить 23,95 МВА (120 А). При отключении одного из трансформаторов ПС 110 кВ Коминтерн загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 150%.

В случае реализации ТУ на ТП для исключения возможной токовой перегрузки трансформаторов 2х16 МВА ПС 110 кВ Коминтерн в послеаварийном режиме выше величины 20% может потребоваться ввод графиков аварийного ограничения потребления до 4,3 МВт.

Комплекс мероприятий ранее обозначенного варианта развития сети (изменение топологии сети 35 кВ в заречной части города Кирова: перевод по сети 35 кВ нагрузки с ПС 110 кВ Коминтерн (Т-1 ПС 35 кВ Гнусино) на ПС 110 кВ Заречная с реконструкцией существующей ПС 110 кВ Заречная с заменой трансформатора 6,3 МВА на 10 МВА (50 А)) является достаточным для обеспечения технологического присоединения потребителей в объеме, соответствующем возможному приросту нагрузки по информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья».

ПС 110 кВ Заречная введена в эксплуатацию в 1962 году. На ПС 110 кВ Заречная установлено два трансформатора: Т-1 10 МВА 110/35/6 кВ (номинальный ток 50 А) запитан по ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – ОЦМ I цепь

с отпайками и Т-2 6,3 МВА 35/6 кВ запитан по ВЛ 35 кВ Коминтерн – Заречная с отпайкой на ПС Гнусино.

По данным еженедельного мониторинга нагрузок, проводимого филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», фактическая загрузка ПС 110 кВ Заречная в режиме зимних максимальных нагрузок отопительного периода 2017/2018 года составила 4,55 МВА (23 А), нагрузка переводимого с ПС 110 кВ Коминтерн на ПС 110 кВ Заречная Т-1 ПС 35 кВ Гнусино 3,4 МВА.

Действующие ТУ на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Заречная отсутствуют.

После реконструкции ПС 110 кВ Заречная и изменения схемы прилегающей сети 35 кВ в соответствии с предложенным вариантом нагрузка ПС 110 кВ Заречная составит $4,55 \text{ МВА} + 3,4 \text{ МВА} = 7,95 \text{ МВА}$ (40 А).

При отключении одного из трансформаторов ПС 110 кВ Заречная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 80%.

По результатам технического освидетельствования с участием представителя Западно-Уральского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору оборудование 35 – 110 кВ ПС 110 кВ Заречная рекомендовано к замене (акт технического освидетельствования от 14.08.2013).

При реконструкции ОРУ 35 – 110 кВ на ПС 110 кВ Заречная в соответствии с вышеуказанным вариантом развития сети, по информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», потребуется смонтировать:

новое ОРУ 110 кВ по схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»;

новое ОРУ 35 кВ по схеме № 35-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем»;

трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА взамен существующего трансформатора Т-2 напряжением 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА.

Схема подключения ПС 110 кВ Заречная к энергосистеме после реконструкции ОРУ 35 – 110 кВ приведена на рисунке 5.

4.6.7. Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево на ПС 110 кВ Заречная (прокладка КЛ 110 кВ между ПС 110 кВ Коминтерн и ПС 110 кВ Заречная протяженностью 1,2 километра)

Реконструкции ПС 110 кВ Заречная с заменой трансформатора 35/6 кВ на трансформатор 110/35/6 кВ обусловлена необходимостью перевода части нагрузки с ПС 110 кВ Коминтерн, которая является основным центром питания в заречной части города Кирова. При реконструкции ПС 110 кВ Заречная рекомендуется для подключения вновь установленного Т-2 ПС 110 кВ Заречная 110/35/6 кВ выполнить строительство КЛ 110 кВ протяженностью 1,2 километра между ПС 110 кВ Заречная и ПС 110 кВ Коминтерн с присоединением указанной КЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево.

Рекомендуемый срок ввода объекта – 2022 год.

Схема подключения ПС 110 кВ Заречная к энергосистеме после реконструкции ОРУ 35 – 110 кВ приведена на рисунке 5.

4.6.8. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница

На ПС 110 кВ Белая Холуница установлены трансформаторы 110/35/10 кВ Т-1 мощностью 16 МВА (изготовлен в 1983 году) и Т-2 мощностью 10 МВА (изготовлен в 1971 году).

Номинальный ток обмотки ВН силового трансформатора Т-1 16 МВА составляет 80 А, трансформатора Т-2 10 МВА 50 А.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», допустимая аварийная нагрузка силовых трансформаторов со сроком эксплуатации 30 лет и более при температуре окружающей среды -10°C и ниже не должна превышать 120% (96 А для трансформаторов мощностью 16 МВА и 60 А для трансформаторов мощностью 10 МВА).

По данным еженедельного мониторинга нагрузок, проводимого филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», фактическая загрузка ПС 110 кВ Белая Холуница в режиме зимних максимальных нагрузок отопительного периода 2017/2018 года составила 13,85 МВА (70 А). При аварийном отключении Т-1 ПС 110 кВ Белая Холуница загрузка Т-2 составит 140%.

Для исключения токовой перегрузки трансформатора 10 МВА ПС 110 кВ Белая Холуница выше величины 20% потребуются ввод графиков аварийного ограничения потребления в объеме до 1,8 МВт.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», перераспределение нагрузки ПС 110 кВ Белая Холуница по сети 10 – 35 кВ на другие питающие центры не представляется возможным.

Одним из вариантов развития электрической сети может стать замена трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Белая Холуница 10 МВА с увеличением мощности до 16 МВА.

В соответствии с информацией, предоставленной филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», прирост мощности по действующим ТУ на ТП составит до 0,32 МВт (0,35 МВА) (в указанных ТУ на ТП мероприятие по замене трансформаторов отсутствует).

Действующие ТУ на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Белая Холуница представлены в таблице 23.

Таблица 23

Наименование объекта	Максимальная мощность, кВт	Адрес присоединения	Описание ТУ
Объекты с присоединяемой мощностью менее 150 кВт	140	Белохолуницкий район	до 15 кВт – 7 штук; от 15 до 100 кВт – 1 штука
ООО «Дипластполимер»	180	Белая Холуница, ул. Глазырина, д. 116	10 – 14/56/15
Итого	320		

В случае реализации ТУ на ТП загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Белая Холуница составит 14,2 МВА (71 А).

При отключении одного из трансформаторов ПС 110 кВ Белая Холуница загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 142%.

В случае реализации ТУ на ТП для исключения токовой перегрузки трансформаторов 10 МВА ПС 110 кВ Белая Холуница в послеаварийном режиме выше величины 20% потребуются ввод графиков аварийного ограничения потребления до 2,1 МВт.

Комплекс мероприятий ранее обозначенного варианта развития сети (замена трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Белая Холуница 10 МВА с увеличением мощности до 16 МВА) является достаточным для обеспечения технологического присоединения потребителей в объеме, соответствующем возможному приросту нагрузки по информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья».

ПС 110 кВ Белая Холуница введена в эксплуатацию в 1962 году. Основное оборудование подстанции выработало нормативный ресурс и имеет износ около 90%: выключатели 35 кВ изготовлены в 1962 – 1971 годах, отделители 110 кВ – в 1961 – 1971 годах. В настоящее время прекращен промышленный выпуск запасных частей к выключателям и их приводам. По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителя Западно-Уральского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору оборудование требует замены (акт технического освидетельствования от 10.06.2014).

В связи с отсутствием секционного выключателя в ОРУ 110 кВ подстанции при авариях на одной из секций шин ОРУ 110 кВ происходит отключение ПС 110 кВ Белая Холуница и питающихся от нее ПС 35 кВ с прекращением электроснабжения на значительной части территории Белохолуницкого района.

Для обеспечения надежной работы оборудования ПС 110 кВ Белая Холуница необходима замена масляных выключателей 35 – 110 кВ и

отделителей 110 кВ вакуумными (элегазовыми) выключателями 35 (110) кВ с реализацией в ОРУ 110 кВ типовой схемы № 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница планируется реализовать в две очереди:

1-я очередь (замена масляных выключателей 35 кВ на вакуумные в ОРУ 35 кВ) – 2020 год;

2-я очередь (изменение схемы ОРУ 110 кВ с переходом на схему № 110-5АН, замена трансформатора Т-2 10 МВА на 16 МВА) 2021 – 2022 годы.

Схема подключения ПС 110 кВ Белая Холуница к энергосистеме отображена на рисунке 6.

4.6.9. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Беляево (замена силовых трансформаторов 10 МВА на 16 МВА, замена СВ 110 кВ, замена ОД-КЗ 110 кВ)

На ПС 110 кВ Беляево установлены два трансформатора напряжением 110/10 кВ мощностью по 10 МВА (год выпуска Т-1 – 1977, Т-2 – 1981).

Номинальный ток обмотки ВН силовых трансформаторов мощностью 10 МВА составляет 50 А.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», допустимая аварийная нагрузка силовых трансформаторов со сроком эксплуатации 30 лет и более при температуре окружающей среды -10°C и ниже не должна превышать 120% (60 А для трансформаторов мощностью 10 МВА).

По данным еженедельного мониторинга нагрузок, проводимого филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», фактическая загрузка ПС 110 кВ Беляево в режиме зимних максимальных нагрузок отопительного периода 2017/2018 года составила 13,6 МВА (68 А). При

аварийном отключении одного трансформатора ПС 110 кВ Беляево загрузка оставшегося составит 136%.

Для исключения токовой перегрузки трансформатора ПС 110 кВ Беляево выше величины 20% потребуются ввод графиков аварийного ограничения потребления до 3,22 МВт.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», перевод нагрузки ПС 110 кВ Беляево по сети 10 кВ на другие питающие центры не представляется возможным.

Одним из вариантов развития электрической сети может стать замена трансформаторов ПС 110 кВ Беляево 2х10 МВА с увеличением мощности до 16 МВА с номинальным током 80 А.

В соответствии с информацией, предоставленной филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», прирост мощности по действующим ТУ на ТП составит до 3,219 МВт (3,577 МВА) (в указанных ТУ на ТП мероприятие по замене трансформаторов отсутствует).

Действующие ТУ на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Беляево представлены в таблице 24.

Таблица 24

Наименование объекта	Максимальная мощность, кВт	Адрес присоединения	Описание ТУ
Объекты с присоединяемой мощностью менее 150 кВт	2919	Слободской район	до 15 кВт – 154 штуки; от 15 до 100 кВт – 17 штук; от 100 до 150 кВт – 2 штуки
ООО «Кировский завод бетонных изделий»	300	Слободской район, дер. Столбово	10 – 14/59/16
Итого	3219		

В случае реализации ТУ на ТП загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Беляево составит 17,177 МВА (86 А), при этом в послеаварийном режиме при отключении одного из трансформаторов ПС 110 кВ Беляево загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 172%.

В случае реализации ТУ на ТП для исключения токовой перегрузки трансформаторов 10 МВА ПС 110 кВ Беляево выше величины 20% потребуются ввод графиков аварийного ограничения потребления до 6,4 МВт.

Комплекс мероприятий ранее обозначенного варианта развития сети (замена трансформаторов ПС 110 кВ Беляево 2х10 МВА с увеличением мощности до 16 МВА с номинальным током 80 А) является достаточным для обеспечения технологического присоединения потребителей в объеме, соответствующем возможному приросту нагрузки, по информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья».

В соответствии с информацией, предоставленной филиалом «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», ПС 110 кВ Беляево введена в эксплуатацию в 1977 году. Основное оборудование подстанции выработало нормативный ресурс. В настоящее время прекращен промышленный выпуск запасных частей к выключателям и их приводам. По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителя Западно-Уральского управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору оборудование требует замены (акт технического освидетельствования от 25.01.2018). Для обеспечения надежной работы оборудования ПС 110 кВ Беляево необходима замена масляного выключателя и отделителей 110 кВ элегазовыми выключателями 110 кВ.

Рекомендуемый срок окончания реконструкции – 2023 год.

4.6.10. Строительство ПС 110 кВ КМЗ

Обеспечение технологического присоединения ПС 110 кВ КМЗ для электроснабжения нового производства (ООО «Кировский металлургический завод») осуществляется в рамках реализации технических условий филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 15.07.2015 № 10-14/31/15.

Согласно информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», в договоре на технологическое присоединение от 28.03.2016

№ 1014/31/15 содержится следующее условие: «В случае просрочки Заявителем платежей, в соответствии с п. 3.2 Договора, Сетевая организация вправе приостановить исполнение своих обязательств по Договору на период просрочки. В таком случае срок выполнения обязательств Сетевой организации по Договору увеличивается соразмерно просрочке выполнения обязательств Заявителя по оплате».

По состоянию на 01.04.2018 оплата по договору не поступала.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», рассматривается возможность аннулирования договора технологического присоединения.

4.6.11. Строительство ответвления ВЛ 110 кВ в двухцепном исполнении от ВЛ 110 кВ Омутнинск – Гарь с отпайкой на ПС Песковка и ВЛ 110 кВ Омутнинск – Кирс с отпайкой на ПС Песковка для подключения ПС 110 кВ КМЗ

Обеспечение технологического присоединения ПС 110 кВ КМЗ для электроснабжения нового производства (ООО «Кировский металлургический завод») осуществляется в рамках реализации технических условий филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 15.07.2015 № 10-14/31/15.

Согласно информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», в договоре на технологическое присоединение от 28.03.2016 № 1014/31/15 содержится следующее условие: «В случае просрочки Заявителем платежей, в соответствии с п. 3.2 Договора, Сетевая организация вправе приостановить исполнение своих обязательств по Договору на период просрочки. В таком случае срок выполнения обязательств Сетевой организации по Договору увеличивается соразмерно просрочке выполнения обязательств Заявителя по оплате».

По состоянию на 01.04.2018 оплата по договору не поступала.

По информации филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», рассматривается возможность аннулирования договора технологического присоединения.

4.6.12. Строительство ПС 110 кВ Речная с двумя силовыми трансформаторами мощностью по 6,3 МВА каждый

Реализация технических условий на технологическое присоединение нового производства (ЗАО «ГК «Электроцит» – ТМ «Самара») к сетям филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 01.04.2015 № 10-14/09/15.

4.6.13. Строительство ВЛ 110 кВ от ЗРУ 110 кВ ПС 110 кВ ГПП до новых ячеек ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Чепецк (2х5,4 км)

Реализация технических условий на технологическое присоединение ПС 110 кВ ГПП ООО «Галополимер Кирово-Чепецк» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 11.01.2016.

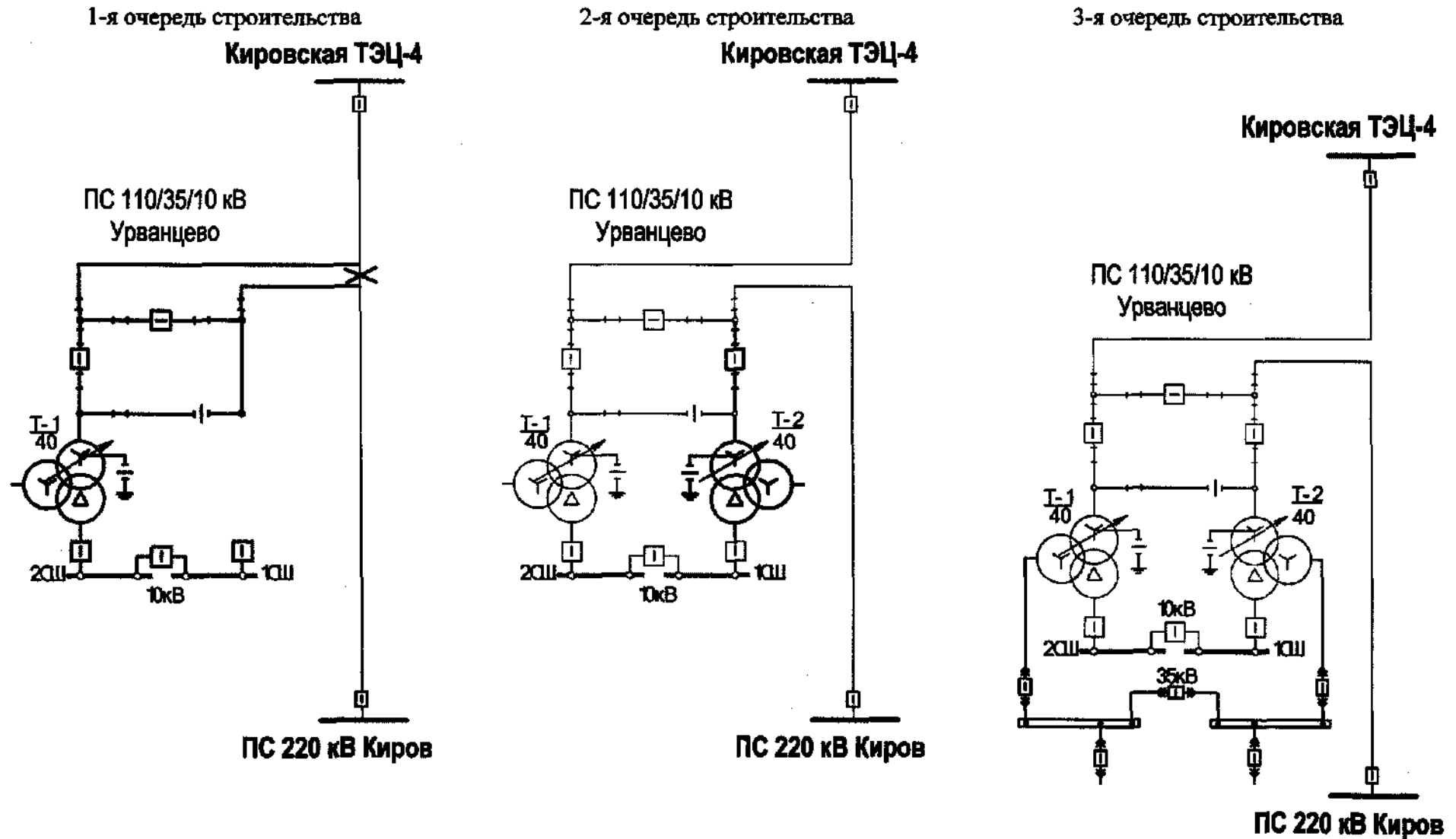


Рисунок 1. Строительство ПС 110 кВ Урванцево с заходами ВЛ 110 кВ в городе Кирове (1-я, 2-я и 3-я очереди строительства).

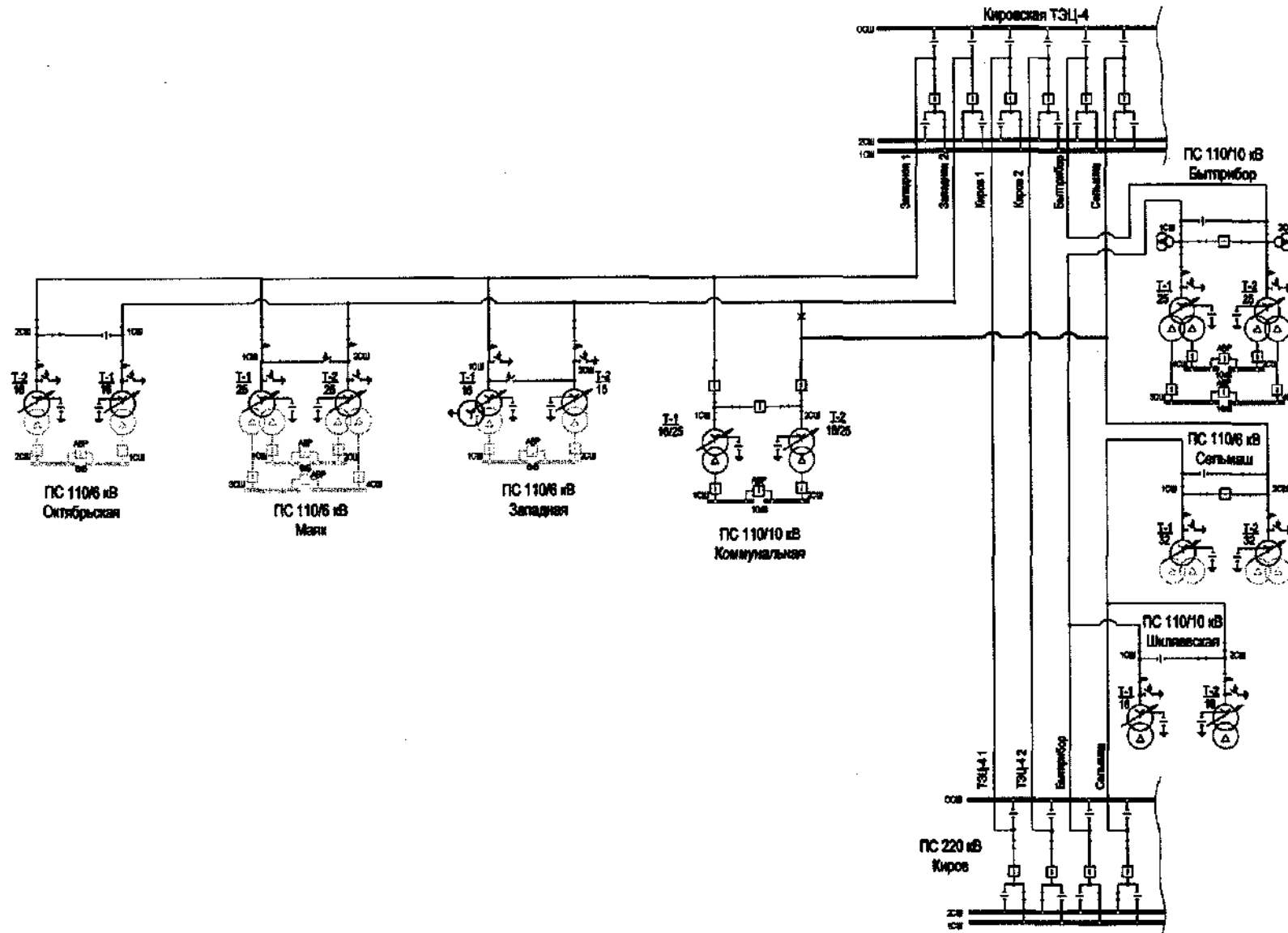


Рисунок 2. Перевод питания Т-2 ПС 110 кВ Коммунальная с ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Западная, II цепь на ВЛ 110 кВ Сельмаш – Кировская ТЭЦ-4 в городе Кирове.

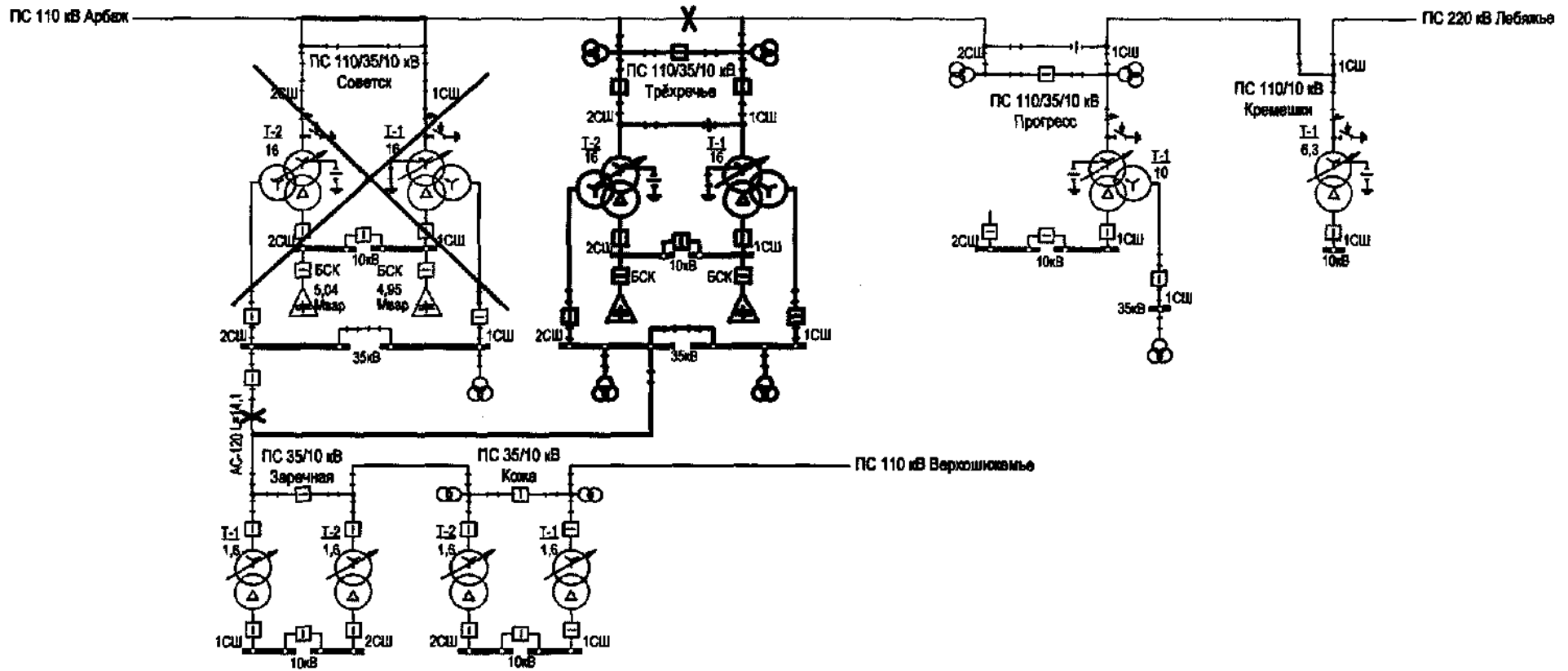


Рисунок 3. Строительство ПС 110 кВ Трёхречье (взамен существующей ПС 110 кВ Советск) в Советском районе.

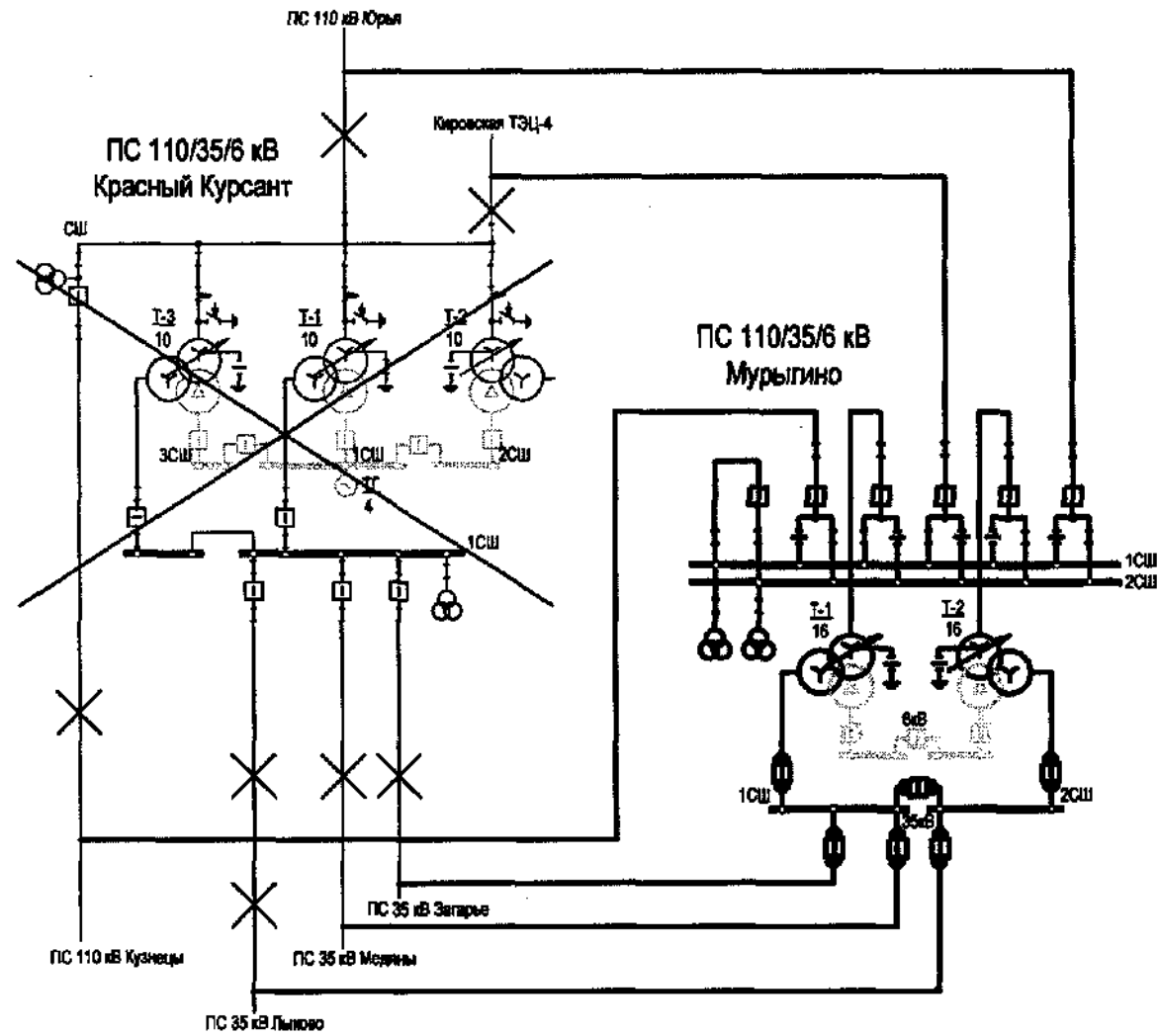


Рисунок 4. Строительство ПС 110 кВ Мурыгино взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант в Юрьянском районе.

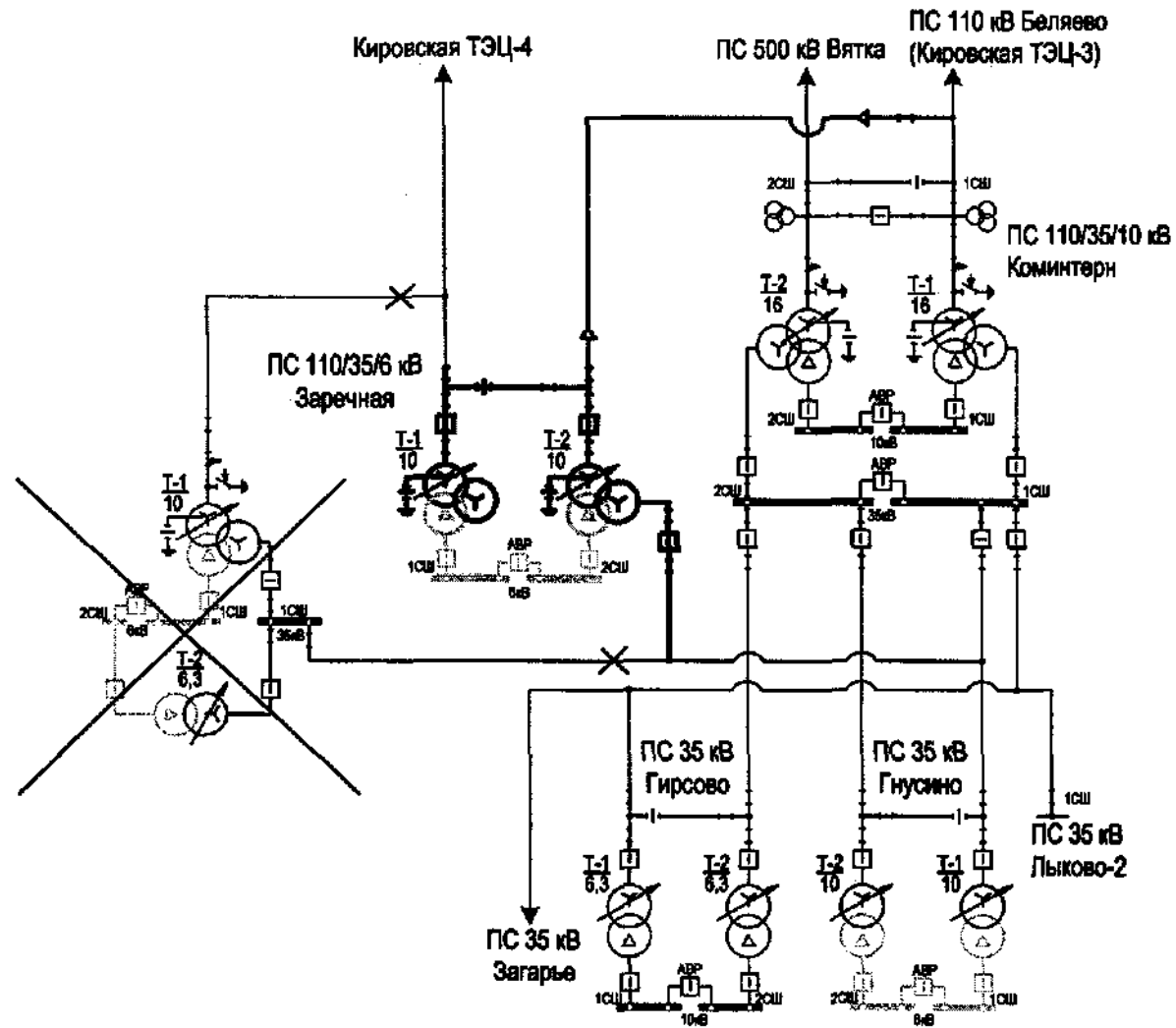
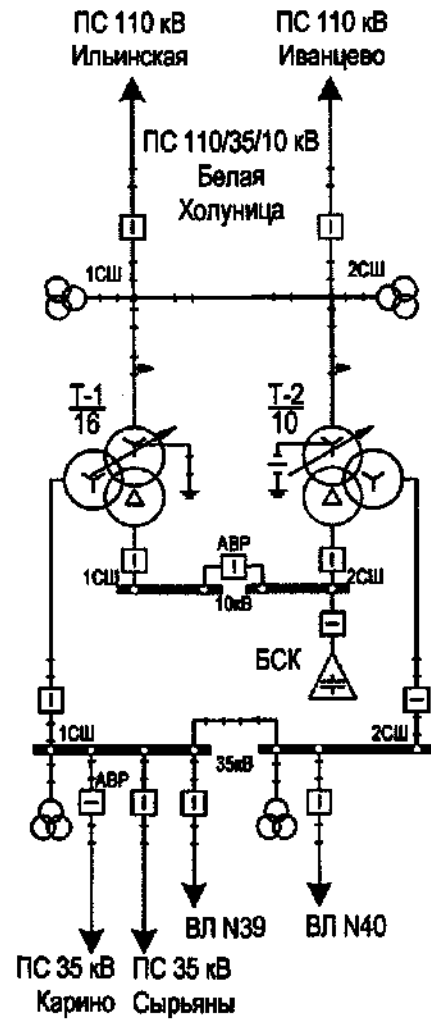


Рисунок 5. Реконструкция ОРУ 35 – 110 кВ ПС 110 кВ Заречная и строительство оттайки КЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Беляево – Коминтерн.

до реконструкции ОРУ 110 кВ



после реконструкции ОРУ 110 кВ

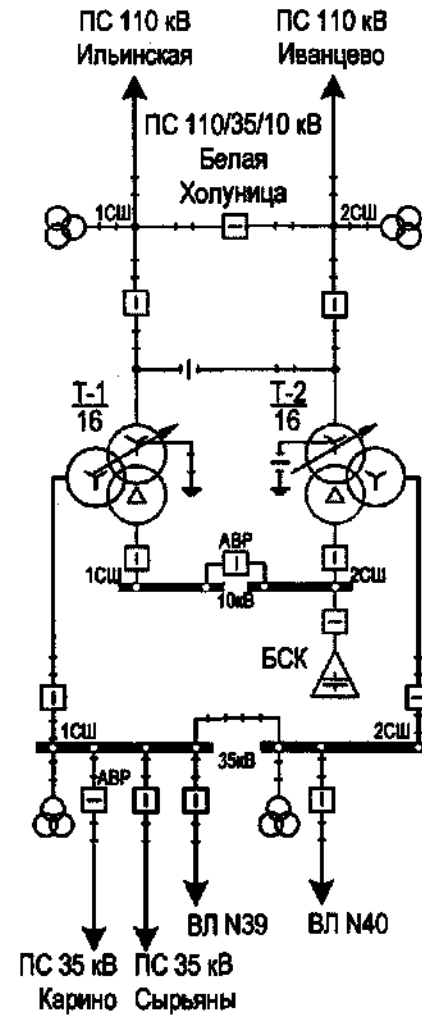


Рисунок 6. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница с изменением схемы ОРУ 110 кВ в Белохолуницком районе.

Схема развития электроэнергетики Кировской области на 2019 – 2023 годы приведена в приложении № 1.

4.7. Расчет и анализ электрических режимов в сети напряжением 110 кВ и выше Кировской энергосистемы в нормальной схеме, в схемах при нормативных возмущениях в нормальной схеме и в ремонтных схемах в 2019 – 2023 годах

В соответствии с Техническим заданием на разработку Программы развития электроэнергетики Кировской области на 2019 – 2023 годы выполнены расчеты электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в электрической сети 110 – 500 кВ Кировской энергосистемы в нормальной и основных ремонтных схемах. Расчеты установившихся режимов в электрической сети проведены с использованием программного комплекса «RastrWin».

Расчеты выполнены для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня.

Нормативные возмущения определены согласно Методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003 № 277.

При разработке расчетных схем на 2019 – 2023 годы учитывалось планируемое развитие электрической сети 110 кВ и выше (строительство и реконструкция электросетевых объектов) Кировской энергосистемы. Изменения установленной мощности электростанций (основные и дополнительные выводы из эксплуатации генерирующего оборудования и вводы генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации, а также перемаркировка и модернизация генерирующего оборудования согласно проекту Схемы и Программы развития Единой энергетической системе России

на 2018 – 2024 годы), расположенных на территории Кировской области на период 2019 – 2023 годы не запланировано.

Перечень планируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ в Кировской энергосистеме, учтенных в расчетных моделях на 2019 – 2023 годы приведен в таблице 33.

4.7.1. Анализ уровней напряжения

Допустимый уровень напряжения в узлах нагрузки (в условиях отсутствия более точных данных):

для сети 110 кВ – выше минимально допустимого 91 кВ и ниже наибольшего рабочего напряжения 126 кВ;

для сети 220 кВ – выше минимально допустимого 181 кВ и ниже наибольшего рабочего напряжения 252 кВ.

Анализ результатов расчетов в нормальной схеме показал, что уровни напряжений на шинах станций и подстанций Кировской энергосистемы в 2019 – 2023 годах находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечения нормативных запасов устойчивости.

Анализ результатов расчетов при нормативных возмущениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах, показал, что уровни напряжений на шинах станций и подстанций Кировской энергосистемы в 2019 – 2023 годах находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечения нормативных запасов устойчивости.

4.7.2. Анализ токовых перегрузок

Нормальные режимы работы сети 110 кВ и выше Кировской энергосистемы в 2019 – 2023 годах приведены в графическом виде в приложении № 2.

Проведенные расчеты не выявили превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП Кировской энергосистемы в нормальной схеме электрической сети при температурах наружного воздуха $+25^{\circ}\text{C}$ и -5°C .

Расчеты схемно-режимных ситуаций, складывающихся в результате нормативных возмущений в нормальной схеме сети 110 кВ и выше, выполнены для 2023 года, так как ввод в эксплуатацию планируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше в 2019 – 2023 годах не приводит к существенным изменениям конфигурации и параметров основной сети 110 – 220 кВ Кировской энергосистемы, а величина электропотребления на территории Кировской области в целом и потребления отдельных ее энергорайонов в 2019 – 2023 годах изменяется незначительно. Графические схемы послеаварийных режимов, складывающихся в результате нормативных возмущений в нормальной схеме сети 110 кВ и выше Кировской энергосистемы для 2023 года, приведены в приложении № 3.

Перечень нормативных возмущений в нормальной схеме Кировской энергосистемы для анализа токовых нагрузок и уровней напряжения в послеаварийных режимах:

- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье;
- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши;
- аварийное отключение 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров;
- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2;
- аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич;
- аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 500 кВ Вятка;
- аварийное отключение 1 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка;
- аварийное отключение 2 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка.

Проведенными расчетами выявлены токовые перегрузки элементов сети при следующих нормативных возмущениях в нормальной схеме. В летних режимах при отключении 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров возникает превышение длительно допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 1 с отпайками. Загрузка ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 1 с отпайками составила 417 А (110%), что выше длительно допустимого тока и ниже

аварийно допустимого тока 455 А/20 минут. При загрузке генераторов Кировской ТЭЦ-4 перегрузка ВЛ 110 кВ устраняется. Вероятность токовой перегрузки, допустимые величина и время ее ликвидации должны быть учтены при планировании и ведении режима энергорайона 110 кВ Киров – ТЭЦ-4 – Оричи.

4.7.3. Анализ токовых перегрузок и уровней напряжения при реализации планируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше в Кировской энергосистеме

4.7.3.1. ПС 110 кВ Урванцево

Реализация проектной схемы подключения ПС 110 кВ Урванцево по двум ЛЭП: ВЛ 110 кВ Киров – Урванцево и ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Урванцево. Ввод в эксплуатацию ОРУ 110 кВ, установка трансформаторов Т-1 и Т-2 (2×40 МВА), монтаж КРУ 35 кВ планируются отдельными очередями в 2019 – 2023 годах. В расчетах нагрузка ПС 110 кВ Урванцево принята в размере 30 МВт для зимнего максимума рабочего дня.

Расчеты для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в ремонтных схемах, приведены в приложении № 4.

Расчеты показывают:

превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП нет;

недопустимого отклонения уровней напряжения нет;

усиление прилегающей к ПС 110 кВ Урванцево сети не требуется;

надежность схемы электроснабжения энергорайона 110 кВ Кировской ТЭЦ-4 и энергорайона 110 кВ Киров – ТЭЦ-4 – Оричи не снижается.

4.7.3.2. ПС 110 кВ Коммунальная

Реализация инвестпроекта предусматривает перевод питания 2СЩ 110 кВ ПС 110 кВ Коммунальная с ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Западная, II цепь на ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Сельмаш.

Расчеты для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в ремонтных схемах, приведены в приложении № 4.

Расчеты показывают:

превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП нет;

недопустимого отклонения уровней напряжения нет;

повышения пропускной способности ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Сельмаш – Киров не требуется.

4.7.3.3. ПС 110 кВ Трехречье

Строительство ПС 110 кВ Трехречье (взамен существующей ПС 110 кВ Советск) планируется в две очереди.

Результаты расчетов режимов при нормальной и основных ремонтных схемах сети, а также при нормативных возмущениях в ремонтных схемах (при разрыве транзита ВЛ 110 кВ Лебяжье – Прогресс – Советск – Арбаш) приведены в приложении № 5.

Результаты расчетов режимов при нормальной и основных ремонтных схемах сети, а также при нормативных возмущениях в ремонтных схемах (для схемы после завершения строительства ПС 110 кВ Трехречье) приведены в приложении № 6.

Параметры БСК, установленных на подстанциях энергорайона, представлены в таблице 25.

Таблица 25

Место установки	Наименование	Напряжение ($U_{ном}$), кВ	Номинальная установленная мощность ступени, Мвар	Располагаемая мощность ступени, Мвар
ПС 110 кВ Советск (Трехречье)	БСК-1	10	4,95	4,95
ПС 110 кВ Советск (Трехречье)	БСК-2	10	5,04	4,86
ПС 110 кВ Яранск	БСК-1	10	10,56	10,56
ПС 110 кВ Яранск	БСК-2	10	10,56	8,36

Место установки	Наименование	Напряжение ($U_{ном}$), кВ	Номинальная установленная мощность ступени, Мвар	Располагаемая мощность ступени, Мвар
ПС 110 кВ Нолинск	БСК-1	10	5,04	5,04
ПС 110 кВ Нолинск	БСК-2	10	5,10	5,10

Места размещения и уставки срабатывания устройств АОСН представлены в таблице 26.

Таблица 26

Место установки автоматики	Ступень	Уставка по напряжению/ доп. фактор действия автоматики, кВ	Выдержка времени, с	Действие автоматики
ПС 220 кВ Лебяжье	1	90/напряжение на шинах 110 кВ не ниже 40 кВ	15	отключение через УОН: ВМ 110кВ ВЛ Ветопкино; ОВМ 110 кВ; фидеров 10 кВ
ПС 110 кВ Нолинск	1	25/напряжение на шинах 35 кВ не ниже 12,7 кВ	20	отключение с запретом АПВ фидеров 10 кВ
	2		30	отключение с запретом АПВ: МВ ВЛ 35 кВ Медведок; МВ ВЛ 35 кВ Татаурово; МВ ВЛ 35 кВ Нема; фидеров 10 кВ
ПС 110 кВ Арбаж	1	86/напряжение на шинах 110 кВ не ниже 40 кВ	15	отключение через УОН: МВ 35 кВ Т-1; МВ 35 кВ Т-2; СВ 35 кВ; фидеров 10 кВ
ПС 110 кВ Яранск	1	87/напряжение на шинах 110 кВ не ниже 40 кВ	15	отключение через УОН: МВ ВЛ 110 кВ Митюши; МВ ВЛ 110 кВ РМЗ; ШОВ 110 кВ; МВ ВЛ 35кВ Сердеж; МВ ВЛ 35кВ Салобеляк; МВ ВЛ 35кВ Никольская; фидеров 10 кВ

Расчеты для нормальной, основных ремонтных схем и для схем при нормативных возмущениях в ремонтных схемах показали:

продолжительное существование при разрыве транзита ВЛ 110 кВ Лебяжье – Прогресс – Советск – Арбач во время строительства ПС 110 кВ Трехречье (до завершения 2-й очереди строительства) совмещается с проведением ремонтов другого сетевого оборудования как в режимах зимнего максимума рабочего дня, так и в режимах летнего максимума рабочего дня;

превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП нет;

недопустимого отклонения уровней напряжения нет;

усиление прилегающей к ПС 110 кВ Трехречье сети 110 кВ не требуется;

надежность схемы электроснабжения Южного энергорайона не снижается.

4.7.3.4. ПС 110 кВ Мурыгино

Результаты расчетов режимов для схемы после ввода ПС 110 кВ Мурыгино при нормальной и основных ремонтных схемах сети, а также при нормативных возмущениях в ремонтных схемах приведены в приложении № 7 и приложении № 8.

В послеаварийных режимах при разомкнутом состоянии транзита 110 кВ Котельнич – Юрьево – Кузнецы – Мурыгино (приложение № 7) токовые перегрузки в сети 110 кВ не выявлены.

В послеаварийных режимах при замкнутом состоянии транзита 110 кВ Котельнич – Юрьево – Кузнецы – Мурыгино (приложение № 8) выявлены возможные перегрузки следующих ВЛ:

ВЛ 110кВ Котельнич – Юрьево с отпайками – 117% и ВЛ 110кВ Кузнецы – Юрьево – 103% при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино;

ВЛ 110кВ Мурыгино – Кузнецы – 109% при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Киров – Марадыково;

ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино – 110% при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Юрьево с отпайками и питания дополнительной нагрузки по ВЛ 110 кВ Мураши – Летка;

ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино – 105% при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Киров – Марадыково в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши.

Мероприятия по предотвращению токовой перегрузки оборудования в указанных схемно-режимных ситуациях приведены в проектной документации по вышеуказанному объекту.

4.7.3.5. ПС 110 кВ Белая Холуница

Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница в части изменения схемы ОРУ 110 кВ с переходом на схему №110-5АН и замена трансформатора Т-2 10 МВА на 16 МВА не приводит к изменению режимов Кирсинско-Омутнинского энергорайона.

4.7.3.6. Отпайка от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево на ПС Заречная

Для разгрузки ПС 110 кВ Коминтерн планируется осуществить строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Коминтерн – Беляево на ПС Заречная, а также на ПС Заречная выполнить замену трансформатора Т-2 35/6 кВ – 6,3 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ – 10 МВА и монтаж ОРУ 110 кВ по схеме № 110-4Н.

Результаты расчета режимов в нормальной схеме, ремонтных и послеаварийных режимах приведены в приложении № 9.

Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования не выявлено, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

4.8. Анализ баланса реактивной мощности в электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Кировской области на период 2019 – 2023 годов

4.8.1. Общие положения

Основными источниками реактивной мощности, используемыми для регулирования напряжения в сети, в Кировской энергосистеме являются:

Кировская ТЭЦ-3;

Кировская ТЭЦ-4;

Кировская ТЭЦ-5.

Регулировочный диапазон генераторов электростанций Кировской энергосистемы по реактивной мощности представлен в таблице 29.

Регулировочный диапазон генераторов электростанций Кировской энергосистемы по реактивной мощности

Таблица 29

Наименование станции	Наименование генератора	Установленная мощность, МВт	Параметр	Диапазон регулирования реактивной мощности											
				0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Кировская ТЭЦ-3	ТГ-3	22	P, МВт	0	2,5	5	7,5	10	12,5	15	17,5	20	22,5	25	
			Q_{min} , Мвар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			Q_{max} , Мвар	21	21	21	22	23	22,3	22,3	20,8	20,6	20,6	20,6	20,6
	ТГ ГТ1	174	P, МВт	0	18	36	54	72	90	108	126	144	162	180	
			Q_{min} , Мвар	-75	-75	-75	-75	-75	-75	-70	-68	-66	-64	-60	
			Q_{max} , Мвар	160	159	157	153	150	145	140	135	129	120	112	
	ТГ ПТ1	62	P, МВт	0	8	16	24	32	40	48	56	64	72	80	
			Q_{min} , Мвар	-34	-34	-34	-34	-30	-30	-30	-30	-29	-27	-25	
			Q_{max} , Мвар	86	85,5	85	83	81	78	76	73	70	66,8	60	
Кировская ТЭЦ-4	ТГ-3	50	P, МВт	0	7	14	21	28	35	42	49	56	63	70	
			Q_{min} , Мвар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			Q_{max} , Мвар	61,38	61	60,4	59,5	58,3	56,8	55	52,7	50	46,8	43,31	
Кировская ТЭЦ-4	ТГ-2	68	P, МВт	0	8	16	24	32	40	48	56	64	72	80	
			Q_{min} , Мвар	-30	-30	-29,5	-29,5	-29	-28	-27	-26	-25	-23	-20	
			Q_{max}	86	84,8	84,2	83,6	80,6	78	75,8	72,6	68,7	66,8	60	

Наименование станции	Наименование генератора	Установленная мощность, МВт	Параметр	Диапазон регулирования реактивной мощности										
				0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
			Мвар											
	ТГ-6	125	P, МВт	0	12,5	25	37,5	50	62,5	75	87,5	100	112,5	125
Q_{min} , Мвар			-63	-63	-63	-63	-63	-60	-56	-54	-50	-46	-42	
Q_{max} , Мвар			131	130	127	125	123	120	115	112	105	100	93	
Кировская ТЭЦ-5	ТГ1	80	P, МВт	0	8	16	24	32	40	48	56	64	72	80
			Q_{min} , Мвар	-55	-55	-55	-54	-54	-50	-47	-42	-38	-34	0
			Q_{max} , Мвар	92	92	92	90	90	87	87	84	75	75	75
	Блок2	185	P, МВт	0	18,5	37	55,5	74	92,5	111	129,5	148	166,5	185
			Q_{min} , Мвар	-70	-70	-70	-70	-70	-66	-63	-50	-38	-25	0
			Q_{max} , Мвар	190	190	185	183	178	175	170	163	155	145	135
	Блок3	185	P, МВт	0	18,5	37	55,5	74	92,5	111	129,5	148	166,5	185
			Q_{min} , Мвар	-100	-100	-100	-100	-100	-98	-98	-90	-83	-48	0
			Q_{max} , Мвар	190	184	184	184	176	173	163	150	145	135	135

Примечание. Диапазон регулирования реактивной мощности установлен в соответствии с P-Q-диаграммой генераторов при изменении активной мощности в диапазоне от нуля до $P_{ном}$.

На объектах Кировской энергосистемы располагаются дополнительные источники реактивной мощности – БСК 110 кВ и БСК 10 кВ. Для компенсации избыточной (зарядной) реактивной мощности в сети 500 кВ на ПС 500 кВ Вятка установлены 3 ШР. Диапазоны регулирования БСК на подстанциях напряжением 110 кВ и выше, данные по номинальной и располагаемой реактивной мощности ШР Кировской энергосистемы представлены в таблице 30.

Диапазоны регулирования по реактивной мощности ШР и БСК на ПС 110 кВ и выше Кировской энергосистемы

Таблица 30

Энергообъект	Диспетчерское наименование	Место коммутации, $U_{ном}$	Число ступеней при дискретном регулировании	Номинальная установленная мощность ступени, Мвар	Располагаемая мощность ступени, Мвар
Шунтирующие реакторы					
ПС 500 кВ Вятка	Р 500 кВ 1СШ	1СШ 500кВ	1	3×60	3×60
ПС 500 кВ Вятка	Р 500 кВ ВЛ Звезда	ВЛ 500 кВ Звезда	1	3×60	3×60
ПС 500 кВ Вятка	Р 500 кВ ВЛ ВотГЭС	ВЛ 500 кВ ВотГЭС	1	3×60	3×60
Батареи статических конденсаторов					
ПС 220 кВ Котельнич	БСК	110 кВ	1	52	52
ПС 220 кВ Омутнинск	БСК	110 кВ	1	53	27,85
ПС 110 кВ Белая Холуница	БСК 10 кВ	10 кВ	1	5,04	5,04
ПС 110 кВ Демьяново	КБ-1 10 кВ	10 кВ	1	4,3	4,08
	КБ-2 10 кВ	10 кВ	1	3,4	3,69
ПС 110 кВ Луза	КБ 10кВ	10 кВ	1	5,5	5,4
ПС 110 кВ Нолинск	БСК-1 10кВ	10 кВ	1	5,04	5,04
	БСК-2 10кВ	10 кВ	1	5,1	5,1
ПС 110 кВ Советск	БСК 1	10 кВ	1	4,95	4,95
	БСК 2	10 кВ	1	5,04	4,86

Энергообъект	Диспетчерское наименование	Место коммутации, $U_{ном}$	Число ступеней при дискретном регулировании	Номинальная установленная мощность ступени, Мвар	Располагаемая мощность ступени, Мвар
ПС 110 кВ Уни	БСК 1 СШ 10кВ	10 кВ	1	5,28	5,28
	БСК 2 СШ 10кВ	10 кВ	1	5,28	5,28
ПС 110 кВ Яранск	БСК 1	10 кВ	1	10,56	10,56
	БСК 2	10 кВ	1	10,56	8,36
ПС 110 кВ Отворское	БСК-10 кВ	10 кВ	1	1,35	0,9

Контрольные пункты по напряжению выбираются исходя из обеспечения: соответствия уровней напряжения значениям, допустимым для оборудования;

нормативного запаса устойчивости в контролируемых сечениях;

нормативного запаса устойчивости двигательной нагрузки в узлах энергосистемы.

Перечень контрольных пунктов по напряжению операционной зоны Пермского РДУ в Кировской энергосистеме представлен в таблице 31.

Таблица 31

№ п/п	Энергообъект	Контрольный пункт (напряжение СШ), кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Минимально допустимое напряжение, кВ	Аварийно допустимое напряжение, кВ
1	ПС 500 кВ Вятка	220	252	200	190
		110	126	101	96
2	ПС 220 кВ Киров	220	252	200	190
3	Кировская ТЭЦ-3	110	126	97	92
4	Кировская ТЭЦ-4	110	126	95	90
5	ПС 220 кВ Котельнич	110	126	98	93
6	ПС 220 кВ Омутнинск	110	126	98	93

№ п/п	Энергообъект	Контрольный пункт (напряжение СЩ), кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Минимально допустимое напряжение, кВ	Аварийно допустимое напряжение, кВ
7	ПС 220 кВ Лебяжье	110	126	95	90
8	ПС 220 кВ Вятские Поляны	110	126	97	93

4.8.2. Анализ баланса реактивной мощности

В используемых для анализа расчетных моделях Кировской энергосистемы на 2019 – 2023 годы содержится сеть напряжением 110 кВ и выше. БСК 10 кВ ПС 110 кВ учтены в виде эквивалентных шунтов в узлах 110 кВ.

Источниками реактивной мощности в электрической сети напряжением 110кВ и выше являются батареи статических конденсаторов ($Q_{БСК}$), зарядная мощность ЛЭП и генераторы электрических станций (Q_G).

Потребление реактивной мощности складывается из потребления реактивной мощности в узлах нагрузки ($Q_{нагр}$) и потерь реактивной мощности. Суммарные потери реактивной мощности ($\Delta Q_{нагр}$) это алгебраическая сумма потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях воздушных и кабельных ЛЭП ($\Delta Q_{ЛЭП}$) и трансформаторах ($\Delta Q_{тр}$).

В балансе реактивной мощности также учтен внешний переток реактивной мощности ($Q_{внеш}$).

Таким образом, уравнение баланса реактивной мощности имеет вид:

$$Q_{генер.} = Q_{потр.} + Q_{внеш.}, \text{ где:}$$

$$Q_{потр.} = Q_{нагр} + \Delta Q_{нагр} = Q_{нагр} + \Delta Q_{ЛЭП} + \Delta Q_{тр.}$$

Результаты расчета баланса реактивной мощности сети 110-220 кВ для Кировской энергосистемы в 2019 – 2023 годах представлены в таблице 23.

Таблица 32

№ п/п	Наименование	2019 год			
		зимний максимум	зимний минимум	летний максимум	летний минимум
1	Реактивная мощность нагрузки, Мвар	563	417	454	304
2	Нагрузочные потери, Мвар	106,3	90,4	77,4	59,2
	в т.ч. потери в ЛЭП	38,5	32,6	27,6	23,4
	потери в трансформаторах	67,8	57,8	49,8	35,8
3	Потери х.х. трансформаторов, Мвар	13,8	14,1	13,9	14,4
4	Потери всего, Мвар	120,1	104,5	91,3	73,6
5	Суммарное потребление реактивной мощности, Мвар	683,1	521,5	545,3	377,6
6	Генерация реактивной мощности электростанциями, Мвар	296	129	193	30
7	Реактивная мощность БСК, Мвар	29,1	30,3	5,3	0,0
8	Зарядная мощность ЛЭП, Мвар	287,8	299,9	295,2	302,9
9	Суммарная генерация реактивной мощности, Мвар	612,9	459,2	493,5	332,9
10	Внешний переток реактивной мощности (избыток/дефицит +/-), Мвар	-70,2	-62,3	-51,8	-44,7

Таблица 32 (продолжение)

№ п/п	Наименование	2020 год			
		зимний максимум	зимний минимум	летний максимум	летний минимум
1	Реактивная мощность нагрузки, Мвар	566	421	458	306
2	Нагрузочные потери, Мвар	106,31	90,19	77,1	59,15
	в т.ч. потери в ЛЭП	38,71	32,41	27,43	23,38
	потери в трансформаторах	67,6	57,78	49,67	35,77
3	Потери х.х. трансформаторов, Мвар	13,8	14,14	13,94	14,4
4	Потери всего, Мвар	120,11	104,33	91,04	73,55
5	Суммарное потребление	686,11	525,33	549,04	379,55

№ п/п	Наименование	2020 год			
		зимний макси- мум	зимний мини- мум	летний макси- мум	летний мини- мум
	реактивной мощности, Мвар				
6	Генерация реактивной мощности электростанциями, Мвар	286	130	192	30
7	Реактивная мощность БСК, Мвар	43	30,25	5,3	0
8	Зарядная мощность ЛЭП, Мвар	289,91	299,95	295,21	302,91
9	Суммарная генерация реактивной мощности, Мвар	618,91	460,2	492,51	332,91
10	Внешний переток реактивной мощности (избыток/дефицит +/-), Мвар	-67,2	-65,13	-56,53	-46,64

Таблица 32 (продолжение)

№ п/п	Наименование	2021 год			
		зимний макси- мум	зимний мини- мум	летний макси- мум	летний мини- мум
1	Реактивная мощность нагрузки, Мвар	568	423	455	304
2	Нагрузочные потери, Мвар	106,31	90,19	77,1	59,15
	в т.ч. потери в ЛЭП	38,71	32,41	27,43	23,38
	потери в трансформаторах	67,6	57,78	49,67	35,77
3	Потери х.х. трансформаторов, Мвар	13,8	14,14	13,94	14,4
4	Потери всего	120,11	104,33	91,04	73,55
5	Суммарное потребление реактивной мощности, Мвар	688,11	527,33	546,04	377,55
6	Генерация реактивной мощности электростанциями, Мвар	286	130	192	30
7	Реактивная мощность БСК, Мвар	43	30,25	5,3	0
8	Зарядная мощность ЛЭП, Мвар	289,91	299,95	295,21	302,91
9	Суммарная генерация реактивной мощности, Мвар	618,91	460,2	492,51	332,91
10	Внешний переток реактивной мощности (избыток/дефицит +/-), Мвар	-69,2	-67,13	-53,53	-44,64

Таблица 32 (продолжение)

№ п/п	Наименование	2022 год			
		зимний макси- мум	зимний мини- мум	летний макси- мум	летний мини- мум
1	Реактивная мощность нагрузки, Мвар	597	430	467	317
2	Нагрузочные потери, Мвар	107,55	89,72	73,63	59,48
	в т.ч. потери в ЛЭП	39,07	32,63	26,73	24,08
	потери в трансформаторах	68,48	57,09	46,9	35,4
3	Потери х.х. трансформаторов, Мвар	13,72	14,12	13,99	14,47
4	Потери всего, Мвар	121,27	103,8	87,62	73,95
5	Суммарное потребление реактивной мощности, Мвар	718,27	533,8	554,62	390,95
6	Генерация реактивной мощности электростанциями, Мвар	335	138	192	18
7	Реактивная мощность БСК, Мвар	29,15	30,43	30,23	31,5
8	Зарядная мощность ЛЭП, Мвар	287,3	300,7	297,81	312,07
9	Суммарная генерация реактивной мощности, Мвар	651,45	469,2	520,04	361,57
10	Внешний переток реактивной мощности (избыток/дефицит +/-), Мвар	-66,82	-64,7	-34,58	-29,38

Таблица 32 (продолжение)

№ п/п	Наименование	2023 год			
		зимний макси- мум	зимний мини- мум	летний макси- мум	летний мини- мум
1	Реактивная мощность нагрузки, Мвар	592	430	468	318
2	Нагрузочные потери, Мвар	106,89	89,74	73,71	59,49
	в т.ч. потери в ЛЭП	39,27	32,64	26,75	24,08
	потери в трансформаторах	67,62	57,1	46,96	35,41
3	Потери х.х. трансформаторов, Мвар	13,63	14,12	13,99	14,47
4	Потери всего, Мвар	120,52	103,9	87,7	73,96
5	Суммарное потребление реактивной мощности, Мвар	712,52	533,9	555,7	392
6	Генерация реактивной мощности электростанциями, Мвар	359	139	192	19

№ п/п	Наименование	2023 год			
		зимний макси- мум	зимний мини- мум	летний макси- мум	летний мини- мум
7	Реактивная мощность БСК, Мвар	28,88	30,43	30,23	31,49
8	Зарядная мощность ЛЭП, Мвар	283,35	300,7	297,77	312,1
9	Суммарная генерация реактивной мощности, Мвар	671,23	470,1	520	362,6
10	Внешний переток реактивной мощности (избыток/дефицит +/-), Мвар	-41,29	-63,7	-35,7	-29,4

Анализ баланса реактивной мощности прилегающей к Кировской энергосистеме сети 500 кВ (достаточности компенсации зарядной реактивной мощности) не проводился.

Расчет баланса реактивной мощности показал, что во всех рассмотренных режимах при нормальной схеме электрической сети для Кировской энергосистемы в 2019 – 2023 годах характерен дефицит реактивной мощности в объеме, не превышающем 71 Мвар.

При этом уровни напряжения во всех узлах сети 110 – 220 кВ выше номинального (103 – 112% от $U_{ном}$), а также имеются резервы по реактивной мощности на загрузку включенных генераторов электростанций и по находящимся в отключенном состоянии БСК 110 – 10 кВ. Результаты расчетов электрических режимов не выявили превышения уровней напряжений выше допустимых значений на объектах электрической сети. Таким образом, дополнительных мер по компенсации реактивной мощности в Кировской энергосистеме не требуется.

4.9. Ожидаемые результаты реализации Программы

В результате реализации Программы будет обеспечен рост эффективности использования потенциала электроэнергетики для социально-экономического развития Кировской области, стабильное и эффективное

удовлетворение потребностей экономики и населения области в электрической энергии за счет:

рационального развития электроэнергетики Кировской области;
 обеспечения надежности схемы электроснабжения потребителей;
 гарантированного удовлетворения спроса на технологическое присоединение к энергосистеме промышленных и сельскохозяйственных производств, предприятий малого и среднего бизнеса, объектов коммунальной инженерной инфраструктуры городов, населения.

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых Программой на 2019 – 2023 годы представлен в таблице 33.

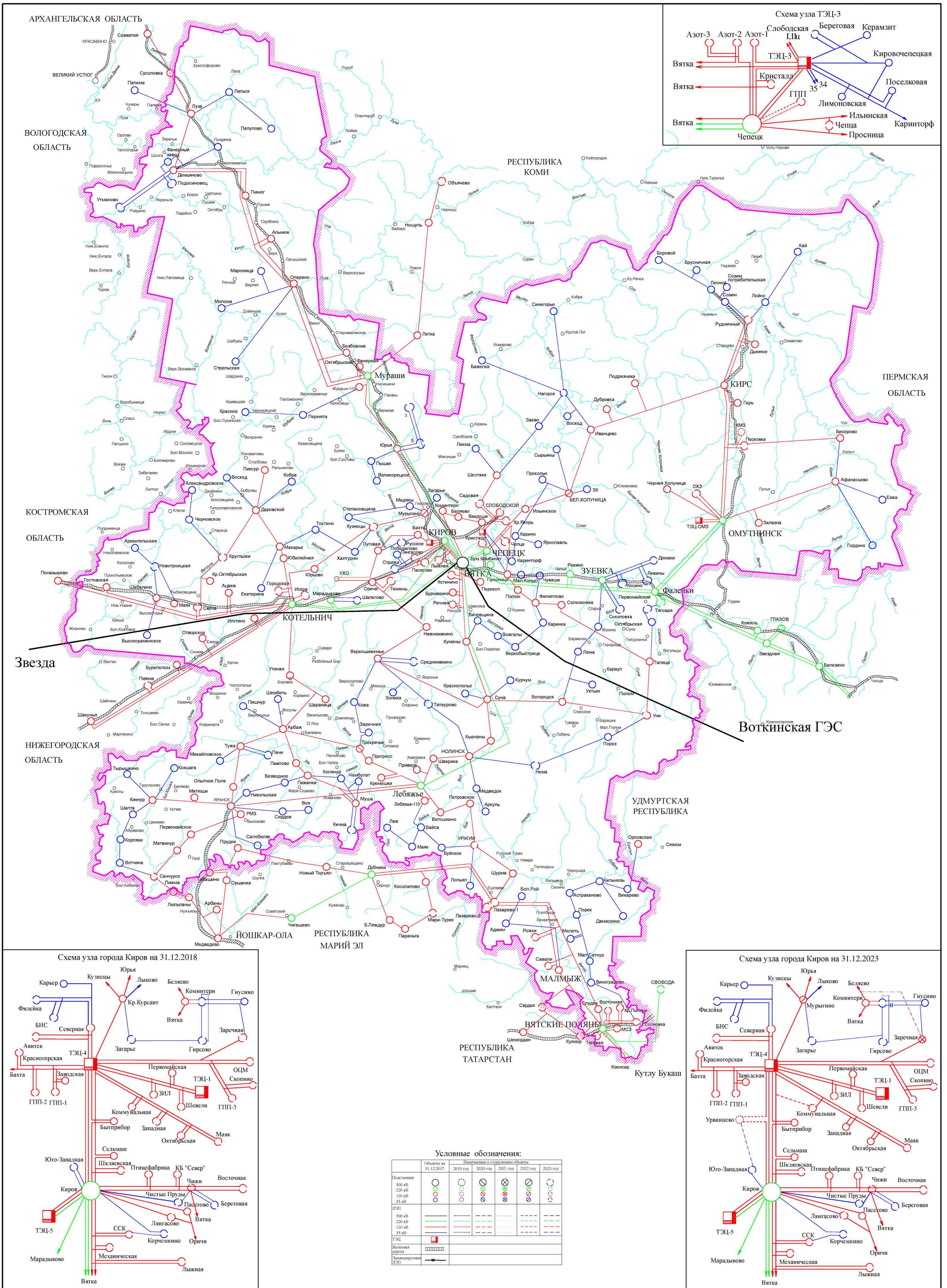
Таблица 33

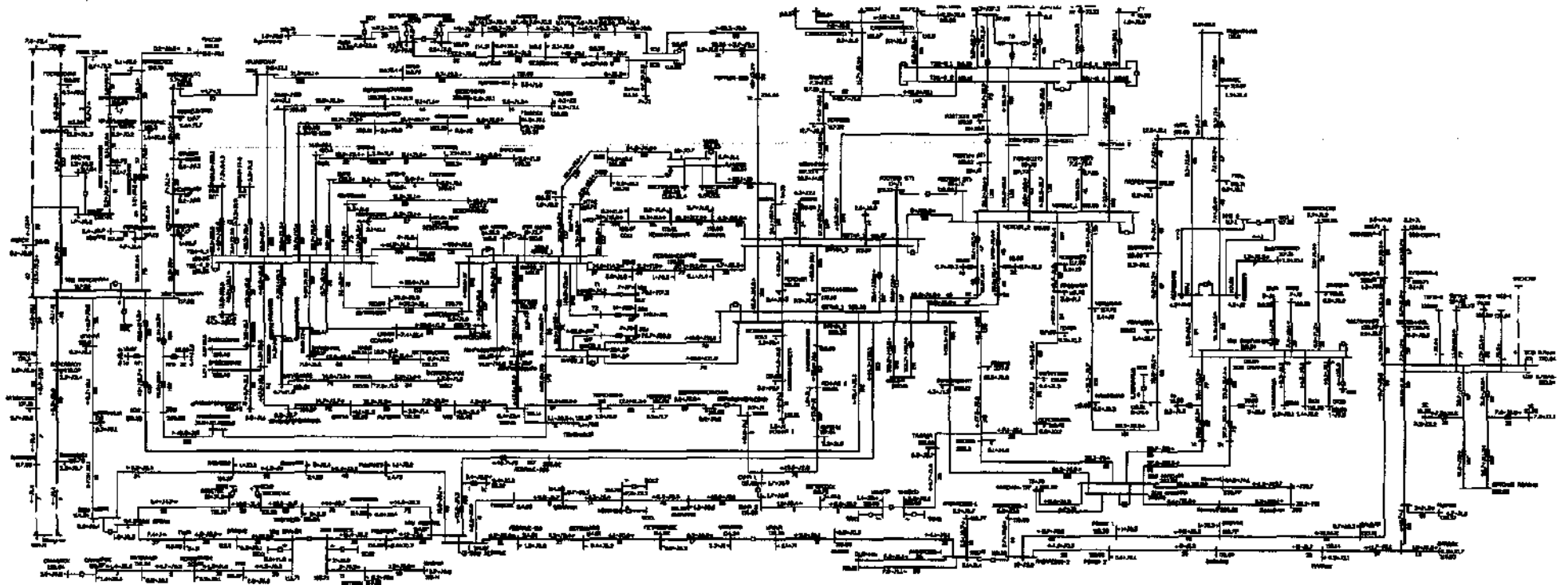
№ п/п	Наименование мероприятия	Основное назначение мероприятия	Рекомендуемый год окончания строительства
1	Реконструкция ПС 220 кВ Котельнич с заменой АТ1 120 МВА на АТ 125 МВА	реновация основных фондов	2020
2	Строительство ПС 110/35/10 кВ «Урванцево» с заходами ВЛ 110 кВ (1 очередь – установка трансформатора Т-1 40 МВА)	исключение недопустимой перегрузки по току трансформаторов ПС 110 кВ Коммунальная в послеаварийном режиме	2019
3	Строительство ПС 110/35/10 кВ «Урванцево» с заходами ВЛ 110 кВ (2 очередь – установка трансформатора Т-2 40 МВА)	обеспечение требований к электроприемникам 1 категории, подключаемых к ПС 110 кВ Урванцево	2021
4	Строительство ПС 110/35/10 кВ «Урванцево» с заходами ВЛ 110 кВ (3 очередь – строительство РУ 35 кВ)	реализация схемы электроснабжения города Кирова на напряжении 35 кВ в соответствии с генеральным планом города Кирова	2023
5	Перевод питания Т-2 ПС 110 кВ Коммунальная с ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Западная II цепь на ВЛ 110 кВ Сельмаш – Кировская ТЭЦ-4 (реконструкция ВЛ 110 кВ Сельмаш – Кировская ТЭЦ-4)	исключение отключения потребителей 1 категории, подключенных к ПС 110 кВ Коммунальная в послеаварийных режимах (ремонтных схемах)	2022

№ п/п	Наименование мероприятия	Основное назначение мероприятия	Рекомендуемый год окончания строительства
6	Строительство ПС 110 кВ Трехречье (взамен существующей ПС 110 кВ Советск) (1 очередь – установка трансформатора Т-1 16 МВА)	выполнение мероприятий, предусмотренных Актом технического освидетельствования по замене оборудования подстанции, выработавшего нормативный ресурс	2019
7	Строительство ПС 110 кВ Трехречье (взамен существующей ПС 110 кВ Советск) (2 очередь – установка трансформатора Т-2 16 МВА)	выполнение мероприятий, предусмотренных Актом технического освидетельствования по замене оборудования подстанции, выработавшего нормативный ресурс	2020
8	Строительство ПС 110/35/6 кВ Мурыгино (взамен существующей ПС Красный Курсант)	выполнение мероприятий, предусмотренных Актом технического освидетельствования по замене оборудования подстанции, выработавшего нормативный ресурс	2020 – 2022
9	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Северная (замена МВ 110 кВ на ЭГВ 110 кВ – 2 штуки)	выполнение мероприятий, предусмотренных Актом технического освидетельствования по замене оборудования подстанции, выработавшего нормативный ресурс	2022
10	Реконструкция ОРУ 35-110 кВ ПС 110 кВ Заречная (замена трансформатора Т-2 напряжением 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор напряжением 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА, монтаж ОРУ 110 кВ по схеме № 110-4Н, монтаж ОРУ 35 кВ по схеме № 35 - 3Н.	исключение недопустимой перегрузки по току трансформаторов ПС 110 кВ Коминтерн в послеаварийном режиме; выполнение мероприятий, предусмотренных Актом технического освидетельствования по замене оборудования подстанции, выработавшего нормативный ресурс	2021
11	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Беляево – Коминтерн на ПС 110 кВ Заречная (прокладка КЛ 110 кВ между ПС 110 кВ Коминтерн и ПС 110 кВ Заречная протяженностью 1,2 км)	обеспечение подключения Т-2 на ПС 110 кВ Заречная по стороне 110 кВ	2022

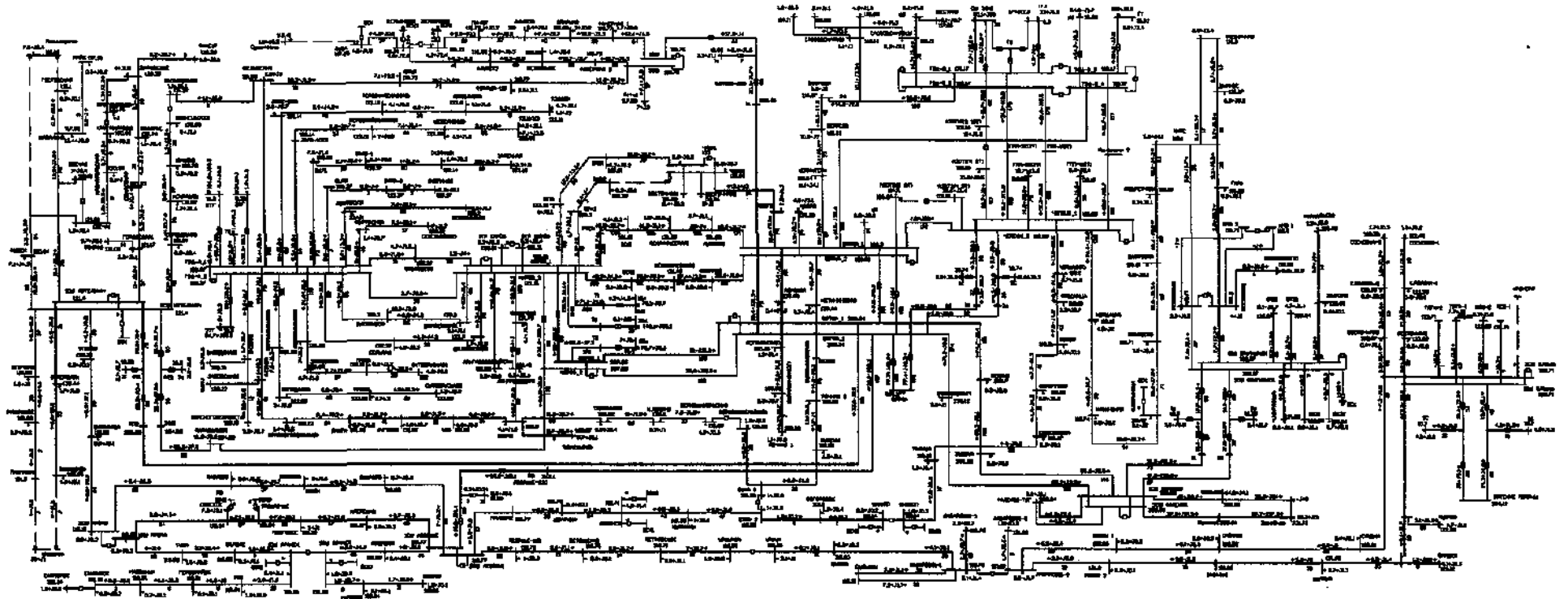
№ п/п	Наименование мероприятия	Основное назначение мероприятия	Рекомендуемый год окончания строительства
12	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница (1 очередь – замена масляных выключателей 35 кВ на вакуумные в ОРУ 35 кВ)	выполнение мероприятий, предусмотренных Актом технического освидетельствования по замене оборудования подстанции, выработавшего нормативный ресурс	2020
13	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Белая Холуница (2 очередь – изменение схемы ОРУ 110 кВ с переходом на схему № 110-5АН, замена трансформатора Т-2 10 МВА на 16 МВА)	исключение недопустимой перегрузки по току трансформаторов ПС 110 кВ Белая Холуница в послеаварийном режиме	2022
14	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Беляево (замена силовых трансформаторов 10 МВА на 16 МВА, замена СВ 110 кВ, замена ОД-КЗ 110 кВ)	исключение недопустимой перегрузки по току трансформаторов ПС 110 кВ Беляево в послеаварийном режиме; обеспечение ремонтнопригодности оборудования ОРУ-110 кВ	2023
15	Строительство ПС 110 кВ КМЗ в пгт Песковка Омутнинского района Строительство ответвления ВЛ 110 кВ в двухцепном исполнении от ВЛ 110 кВ Омутнинск – Гарь с отпайкой на ПС Песковка и ВЛ 110 кВ Омутнинск – Кирс с отпайкой на ПС Песковка для подключения ПС 110 кВ КМЗ	обеспечение технологического присоединения нового производства (ООО «Кировский металлургический завод»)	2020
16	Строительство ПС 110 кВ Речная с двумя силовыми трансформаторами мощностью по 6,3 МВА каждый	обеспечение технологического присоединения нового производства (ЗАО «ГК «Электроцит» – ТМ Самара»)	2019
17	Строительство ВЛ 110 кВ от ЗРУ 110 кВ ПС 110 кВ ГПП до новых ячеек ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Чепецк (2x5,4 км)	обеспечение технологического присоединения ПС 110 кВ ГПП (ООО «Галополимер Кирово-Чепецк»)	2020

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2019 - 2023 ГОДЫ

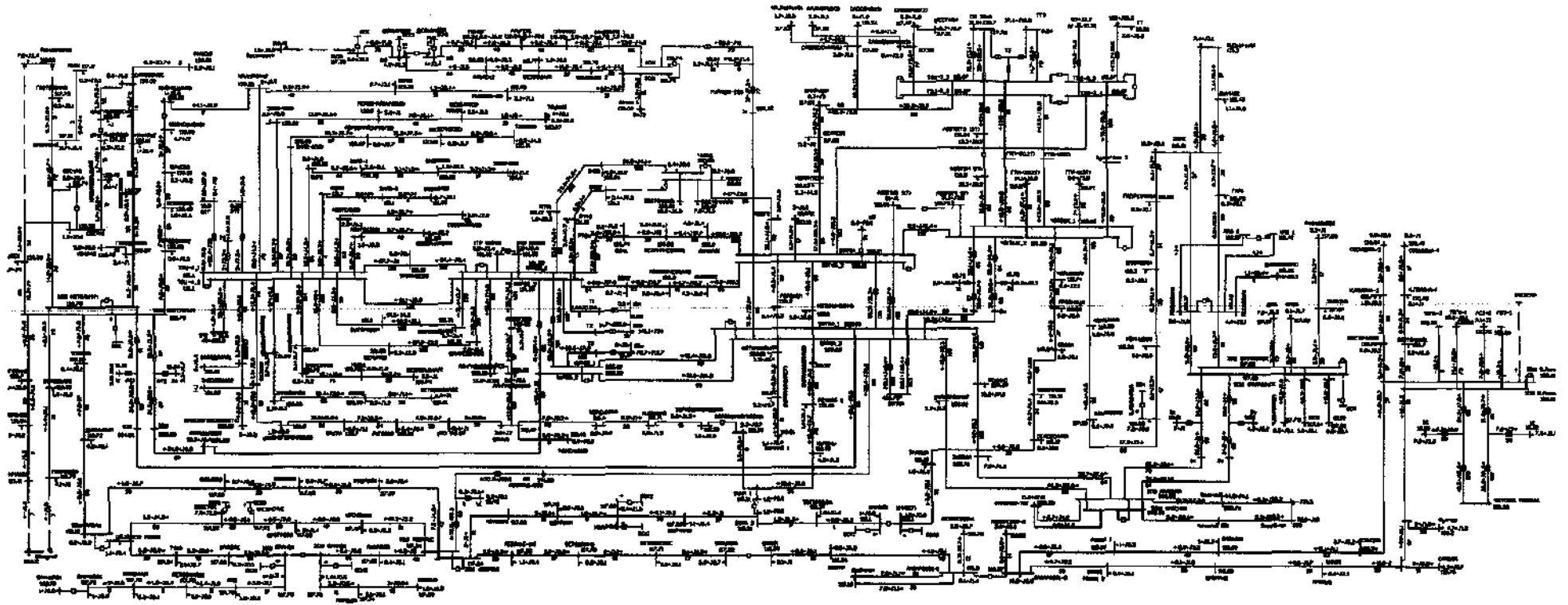


1. Зимний максимум 2019 года. Нормальная схема

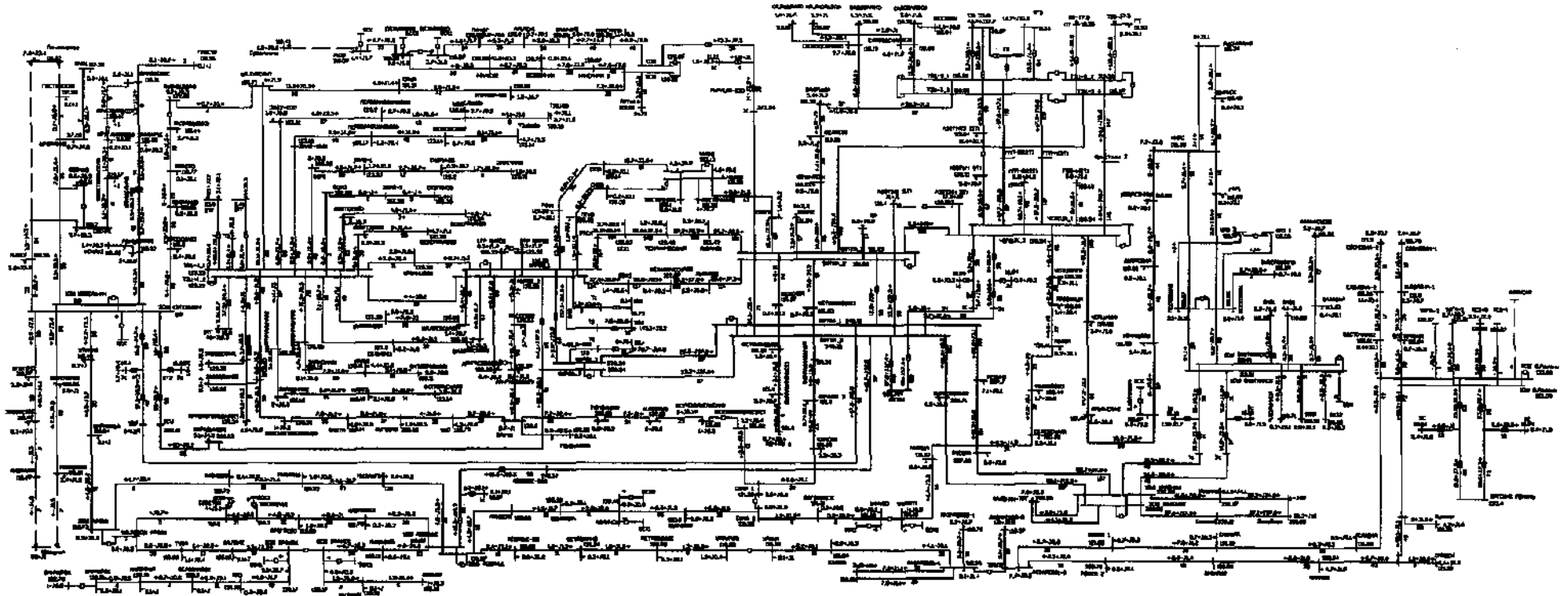
2. Зимний минимум 2019 года. Нормальная схема

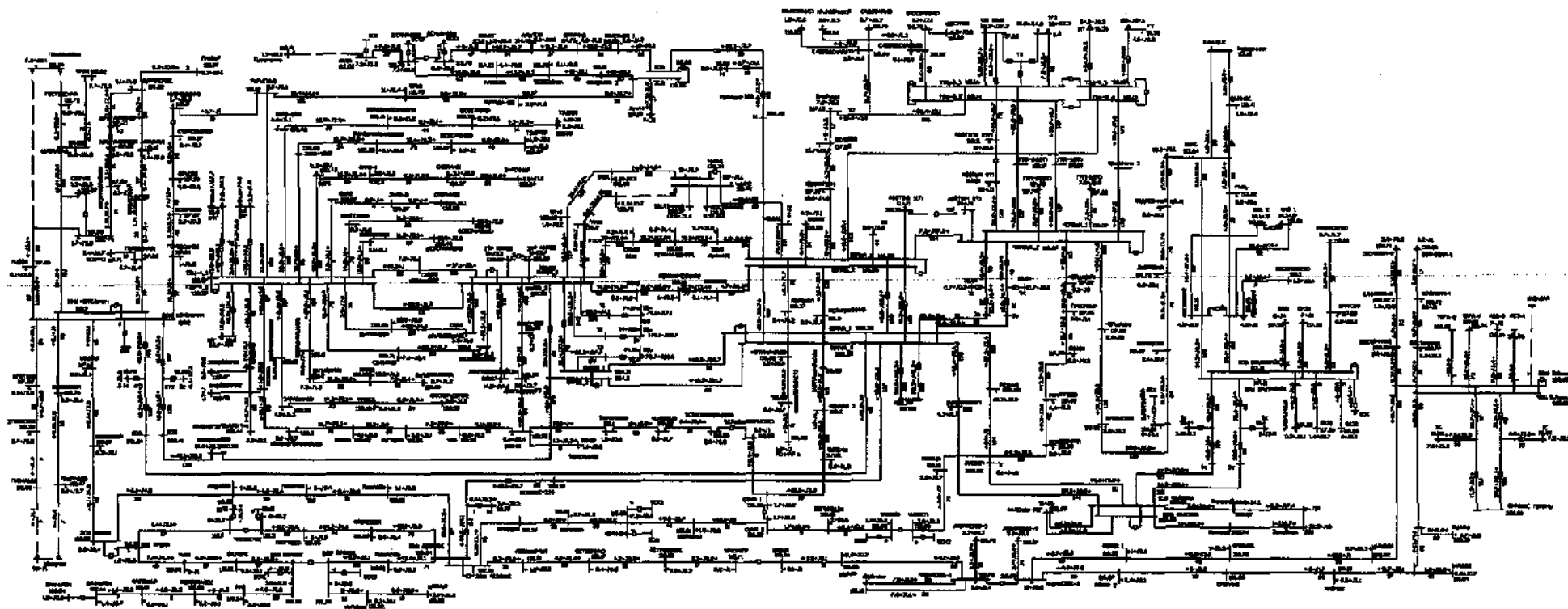


3. Летний максимум 2019 года. Нормальная схема

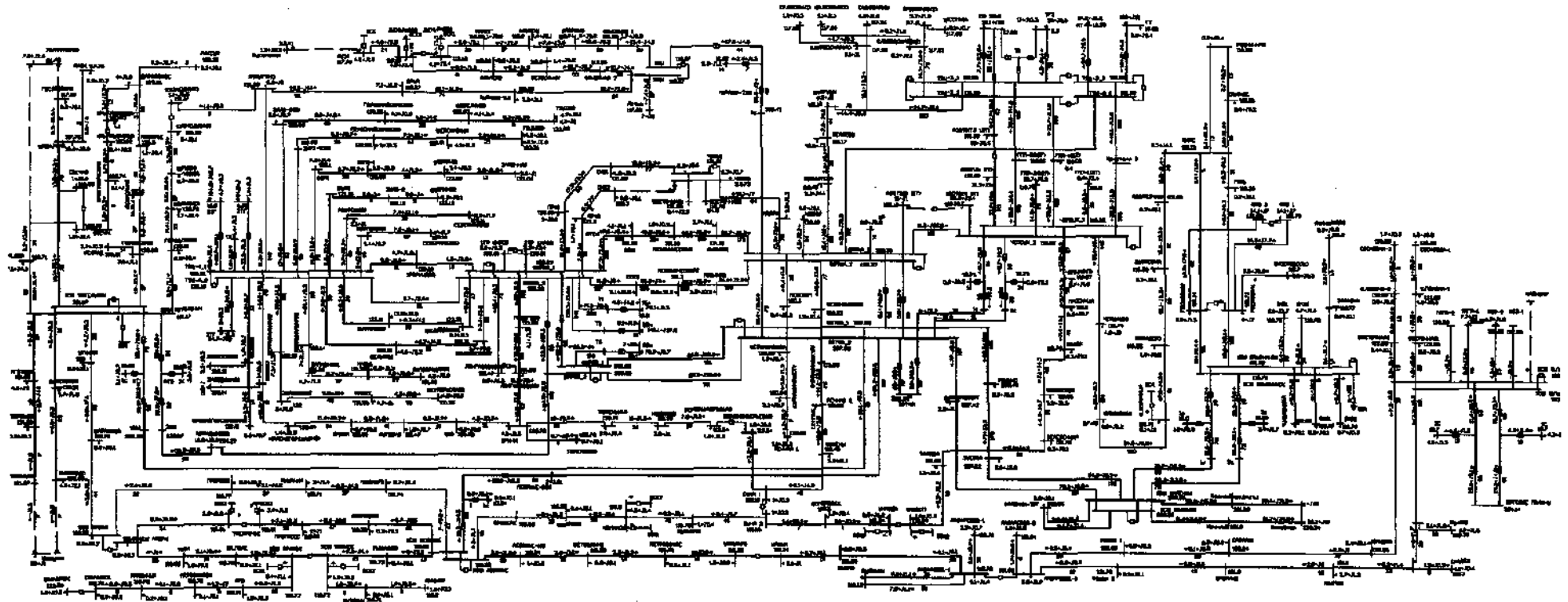


4. Летний минимум 2019 года. Нормальная схема

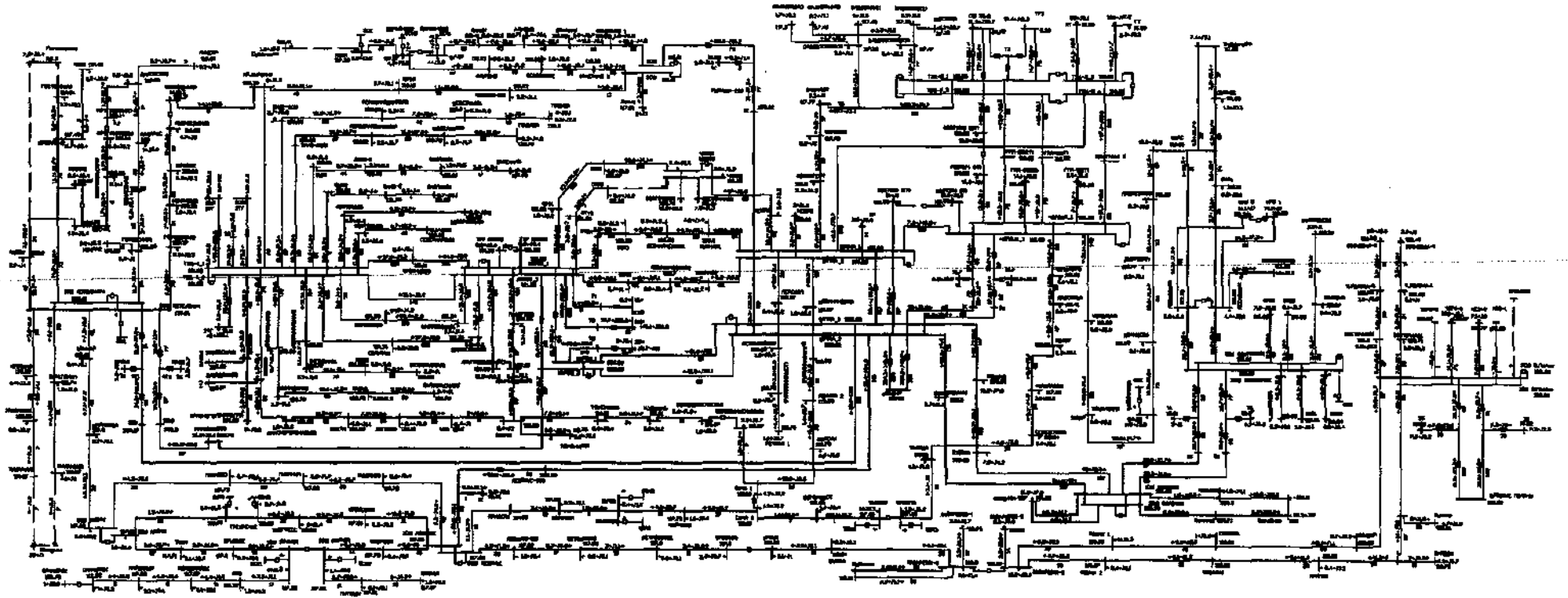


5. Зимний максимум 2020 года. Нормальная схема

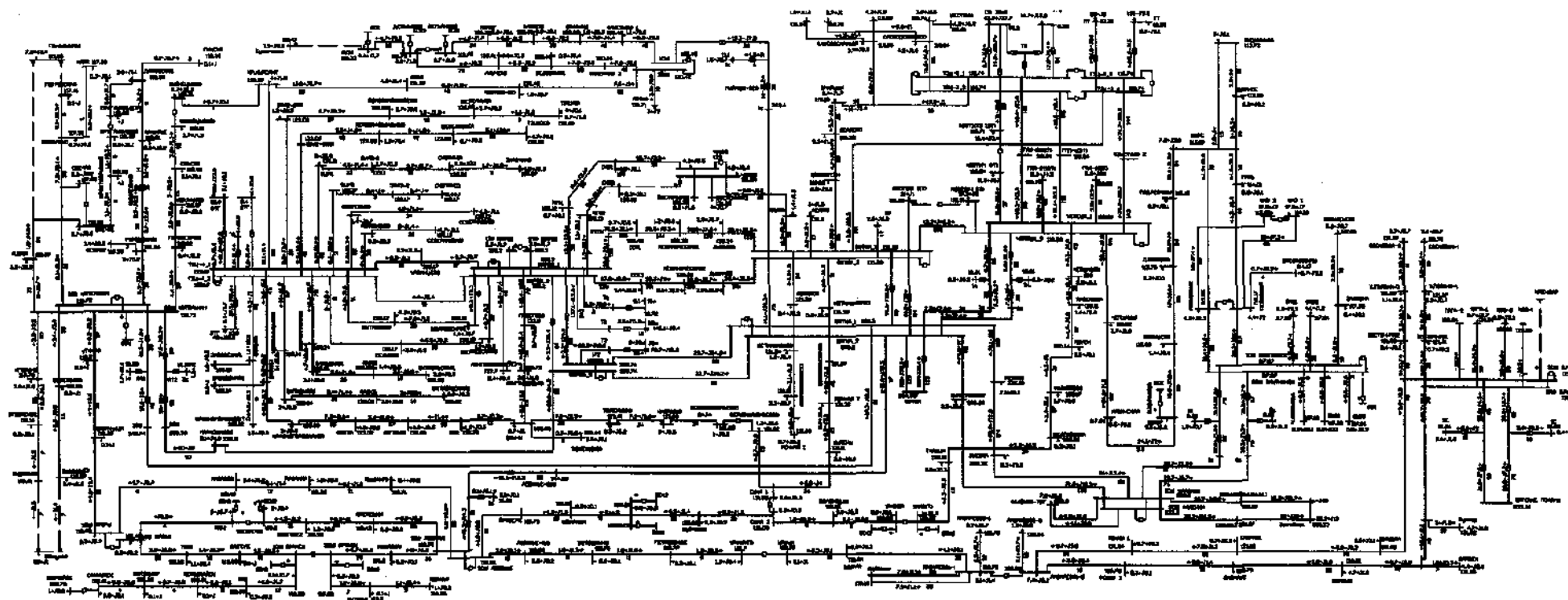
6. Зимний минимум 2020 года. Нормальная схема

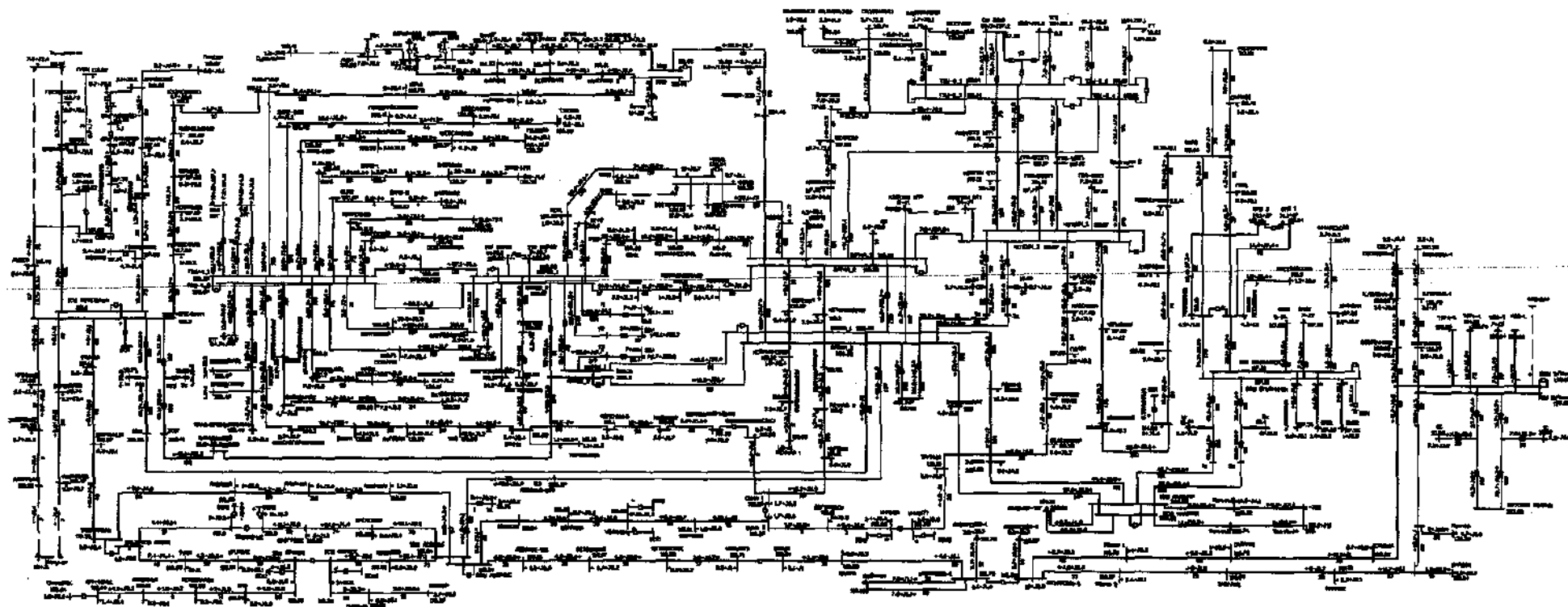


7. Летний максимум 2020 года. Нормальная схема

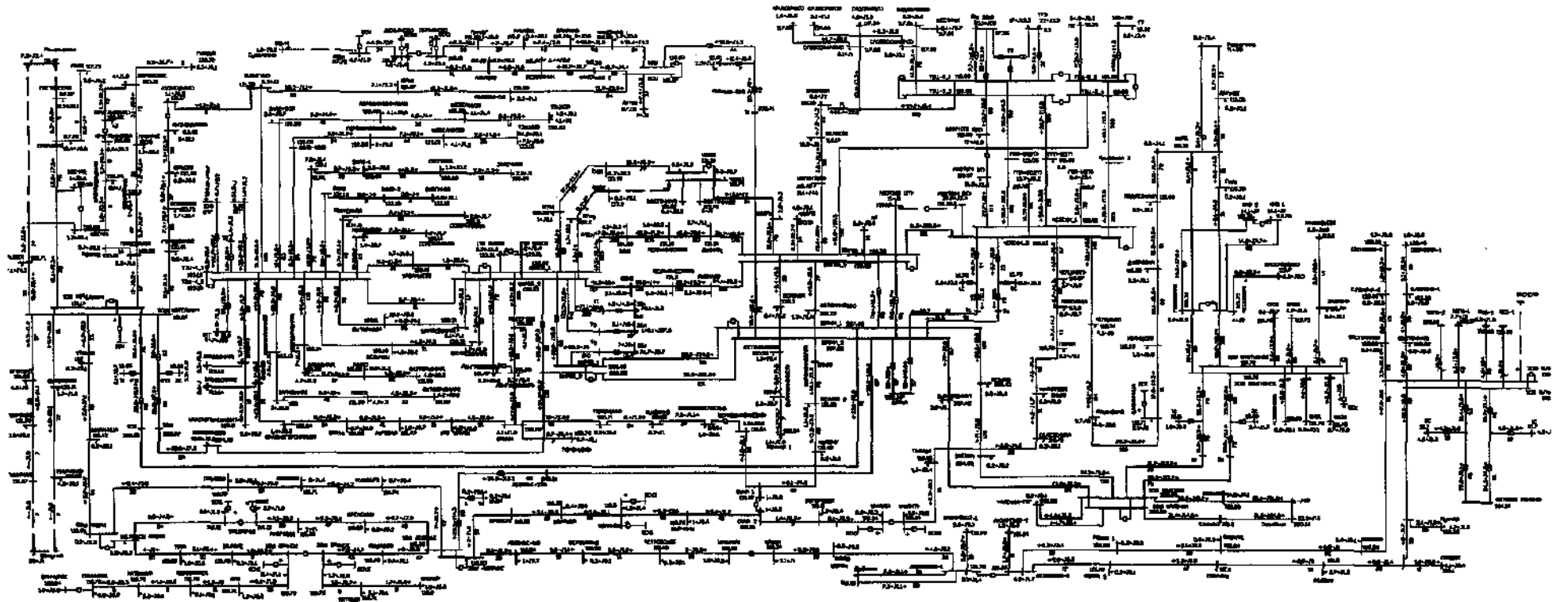


8. Летний минимум 2020 года. Нормальная схема

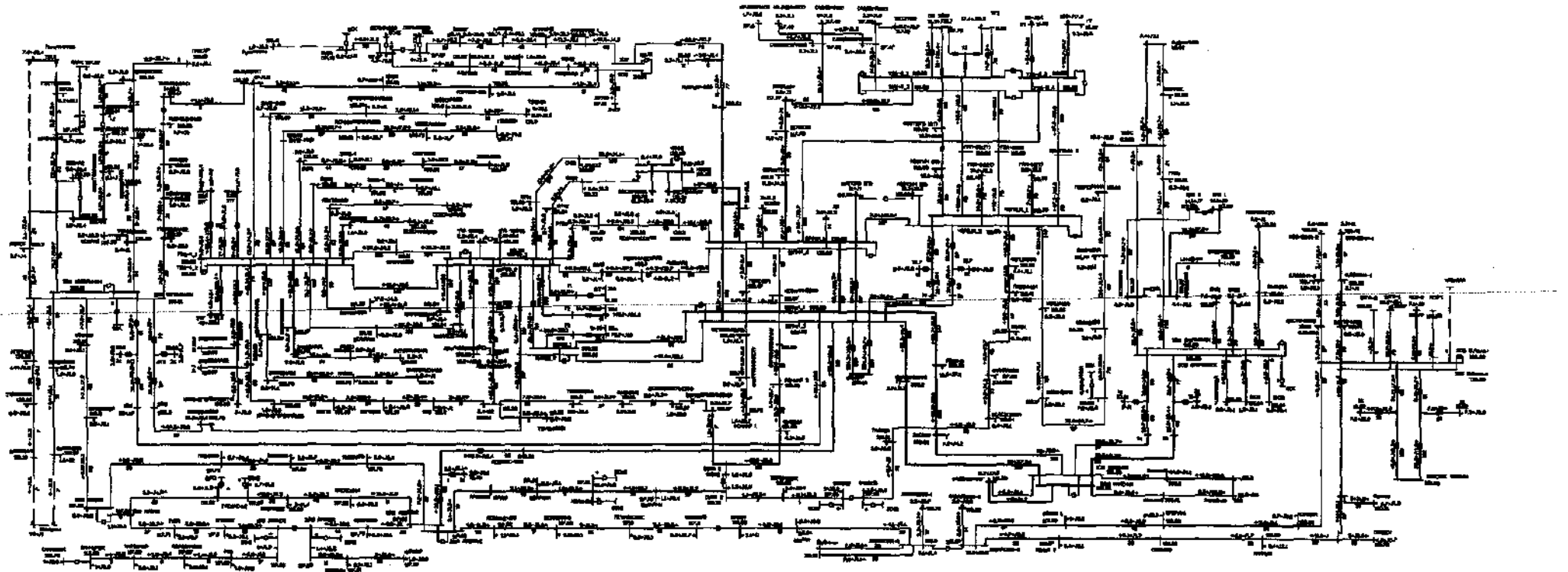


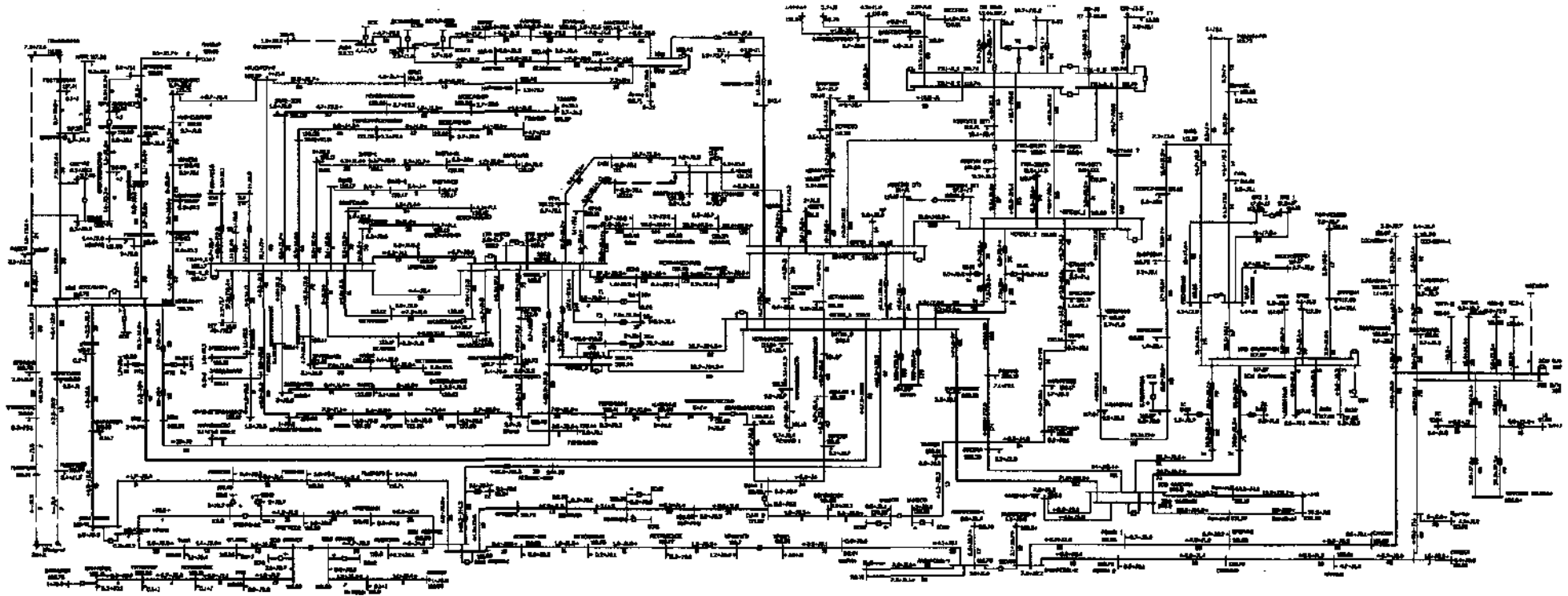
9. Зимний максимум 2021 года. Нормальная схема

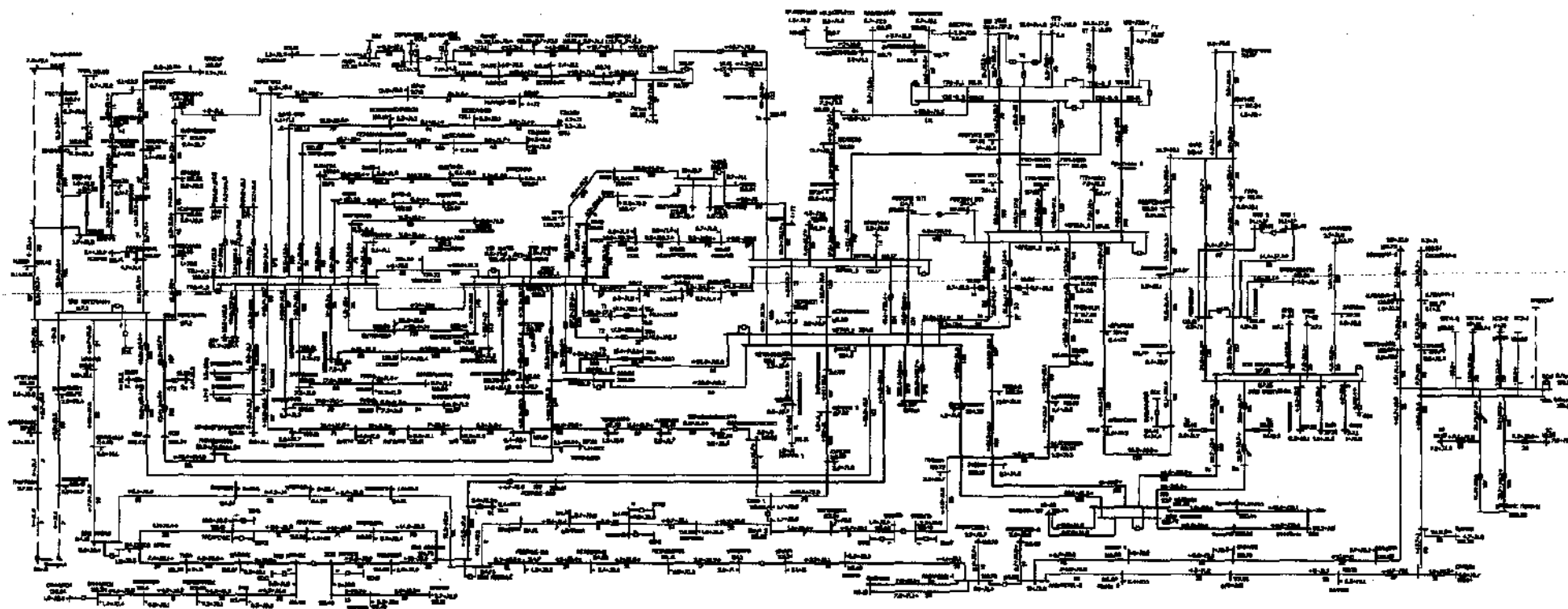
10. Зимний минимум 2021 года. Нормальная схема



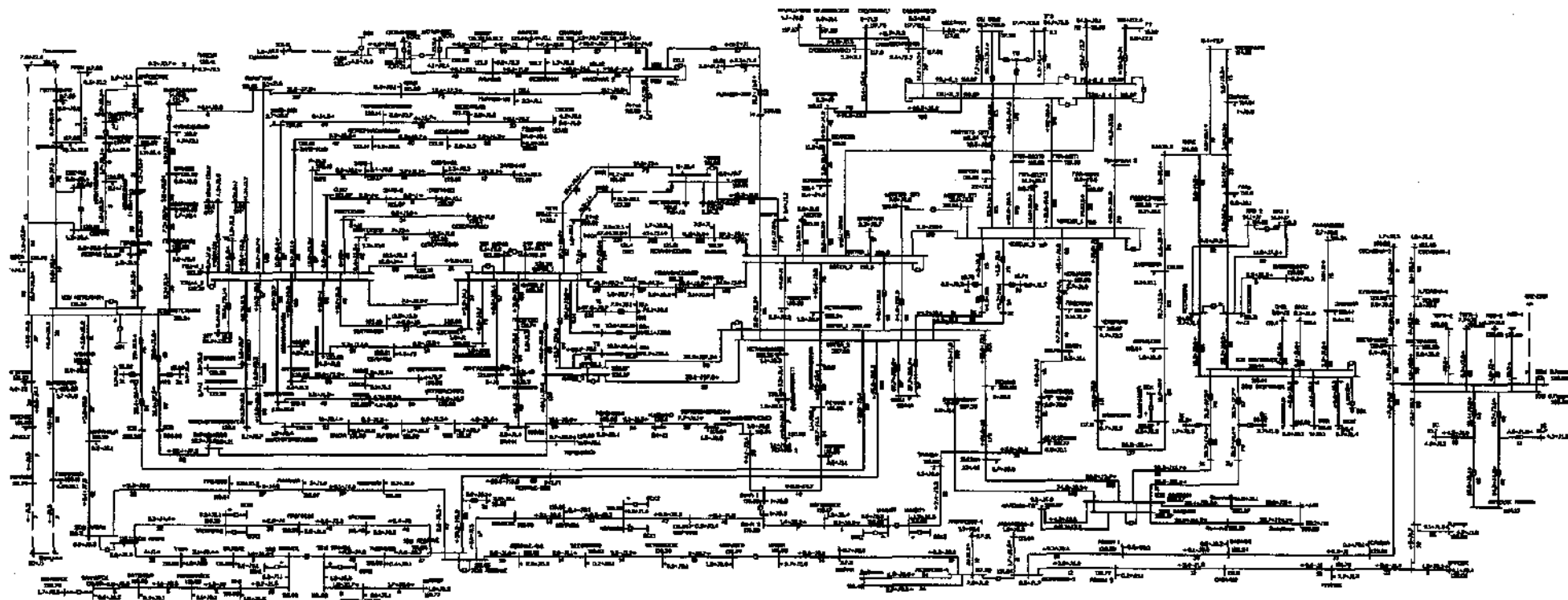
11. Летний максимум 2021 года. Нормальная схема

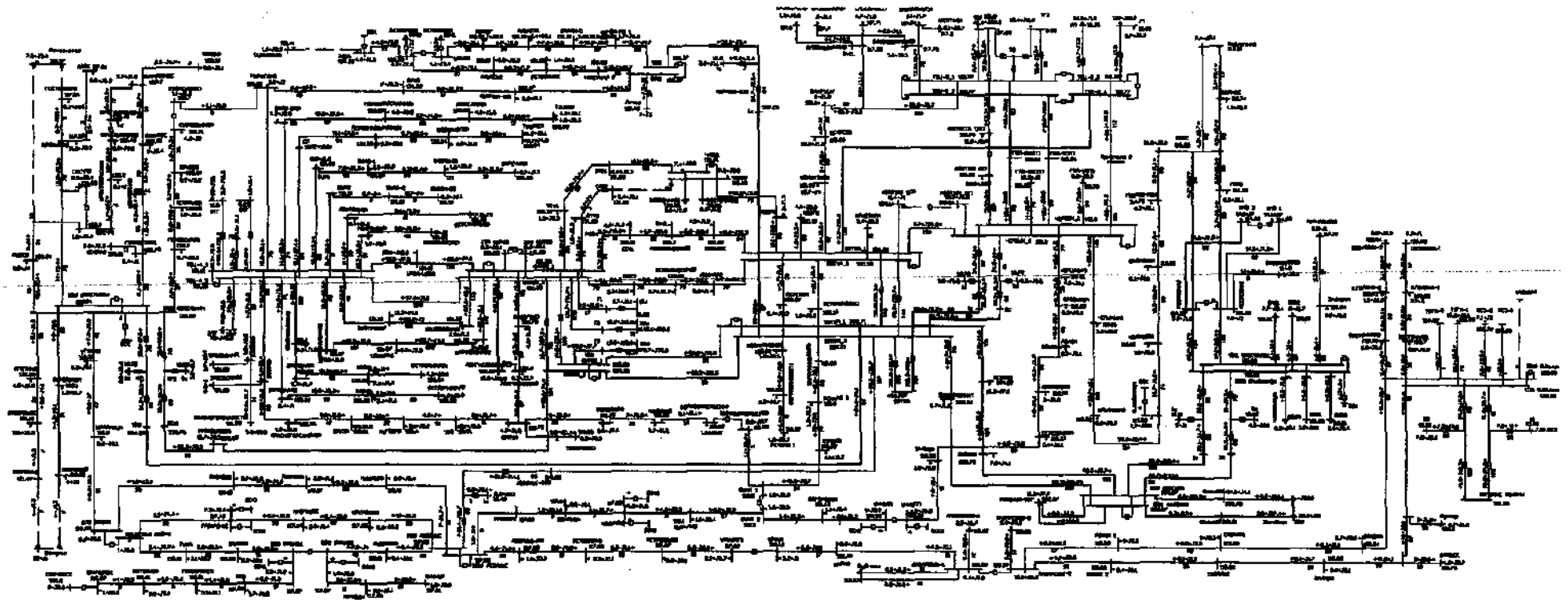


12. Летний минимум 2021 года. Нормальная схема

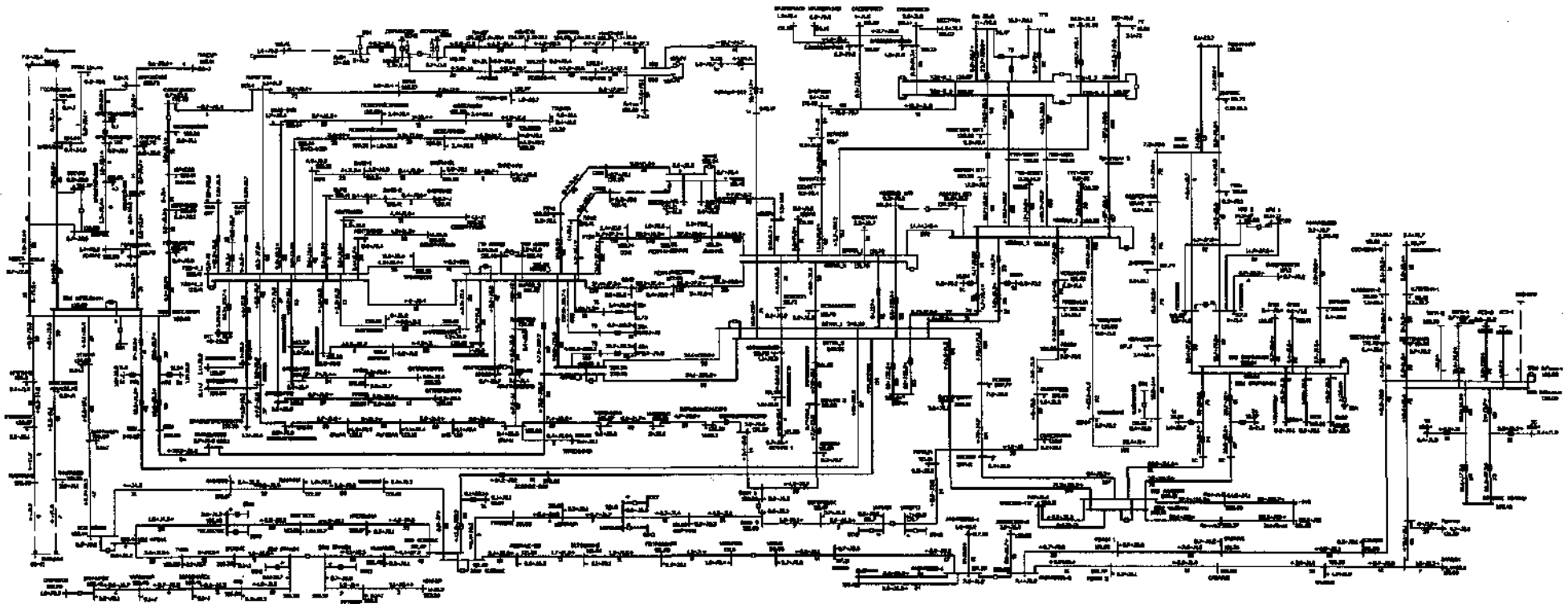
13. Зимний максимум 2022 года. Нормальная схема

14. Зимний минимум 2022 года. Нормальная схема

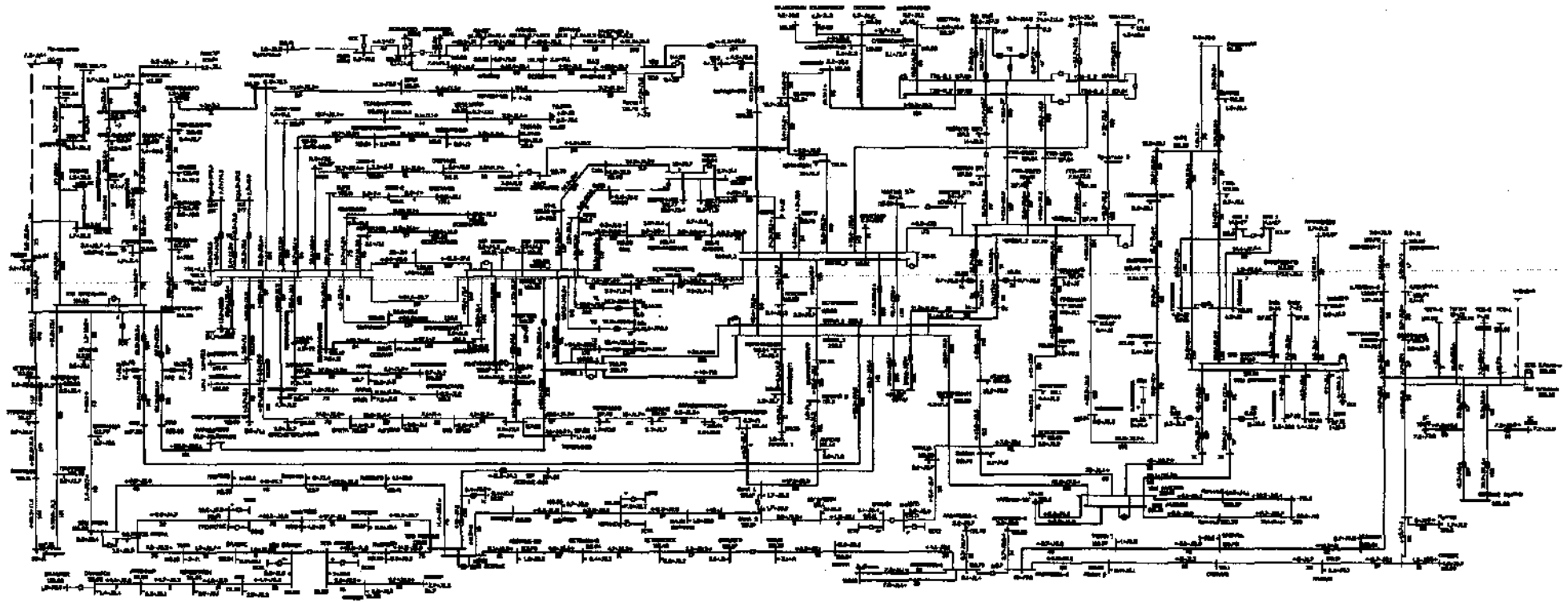


15. Летний максимум 2022 года. Нормальная схема

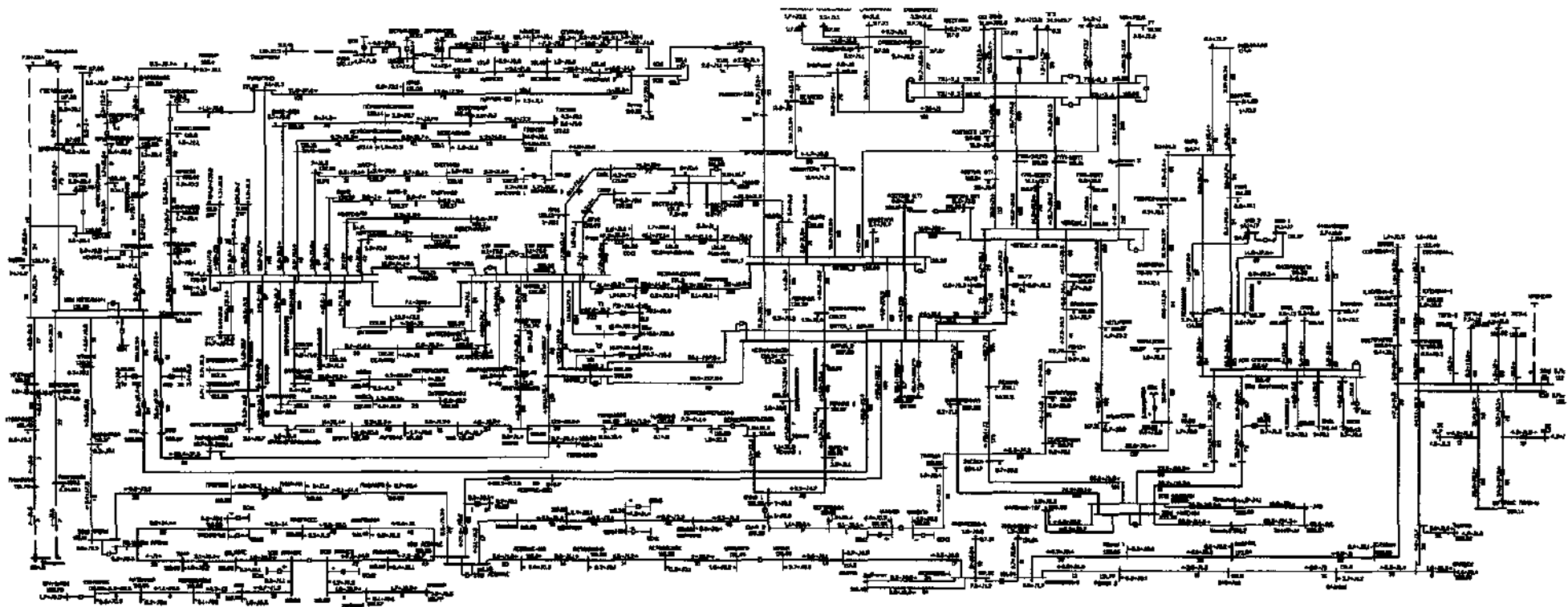
16. Летний минимум 2022 года. Нормальная схема

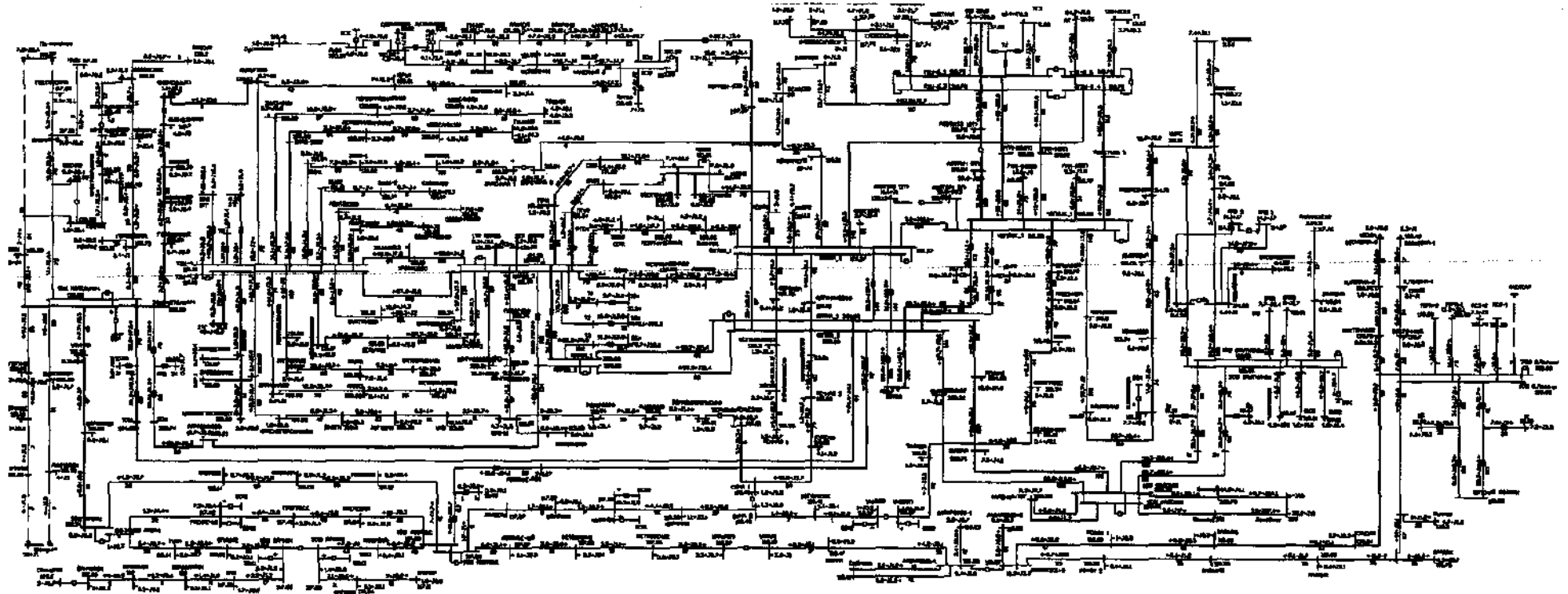


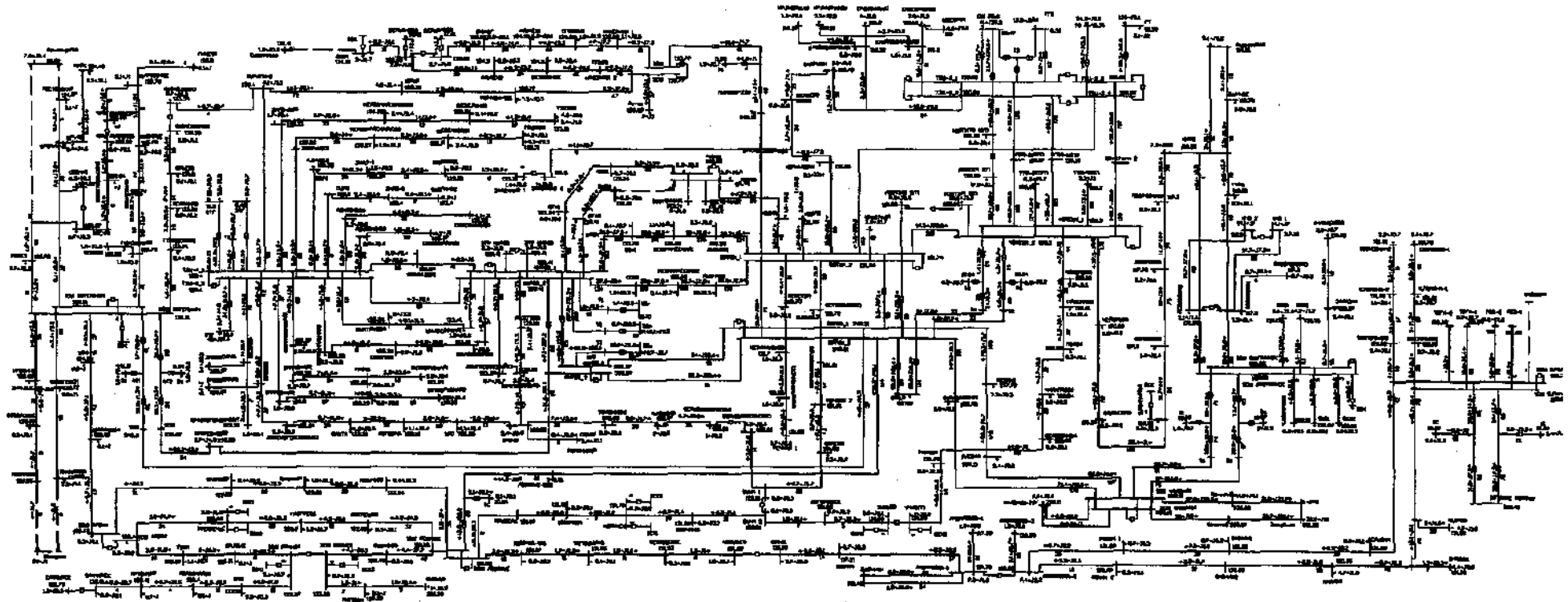
17. Зимний максимум 2023 года. Нормальная схема



18. Зимний минимум 2023 года. Нормальная схема

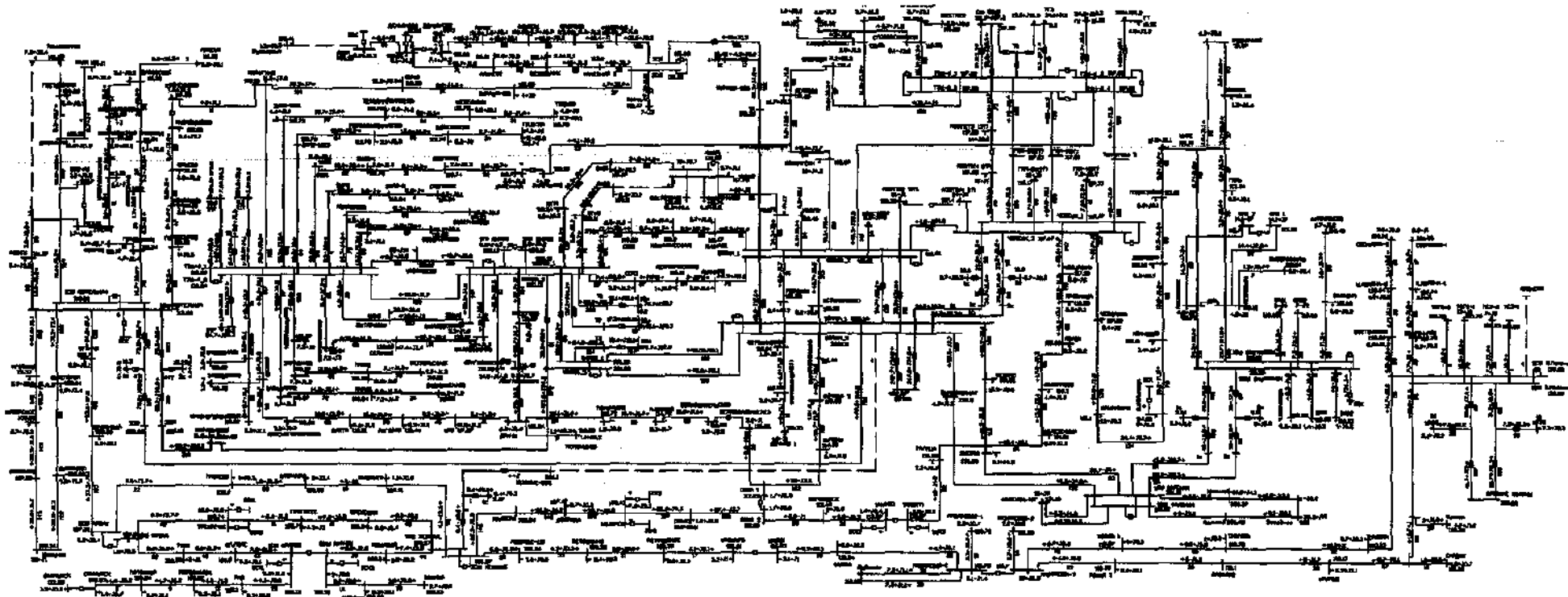


19. Летний максимум 2023 года. Нормальная схема

20. Летний минимум 2023 года. Нормальная схема

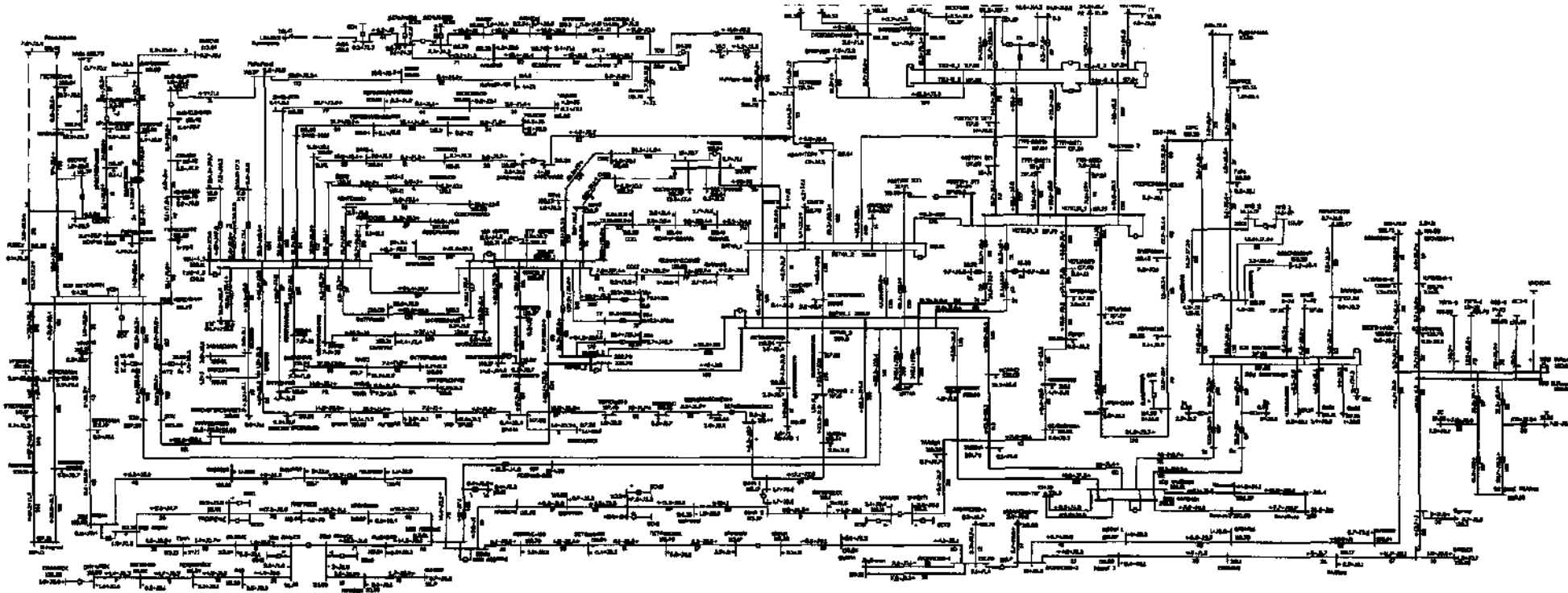
Приложение № 3

к Программе

1. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье из нормальной схемы

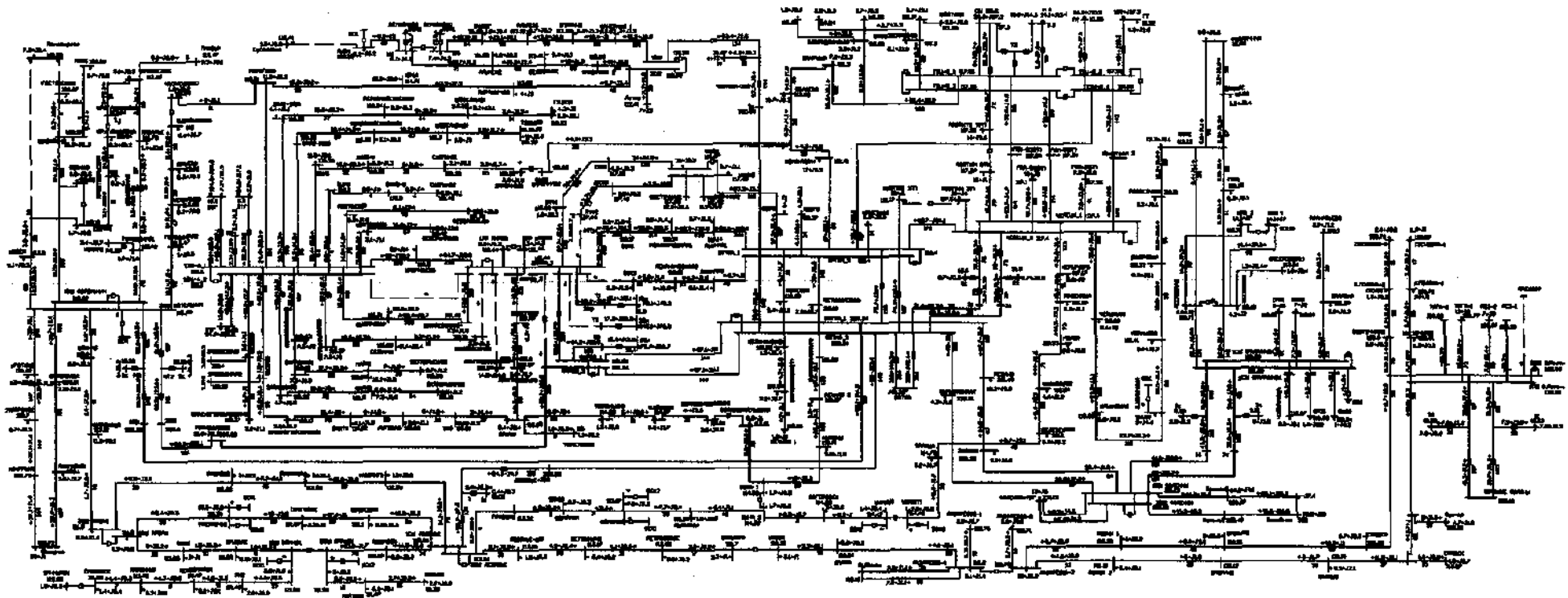
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

2. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши



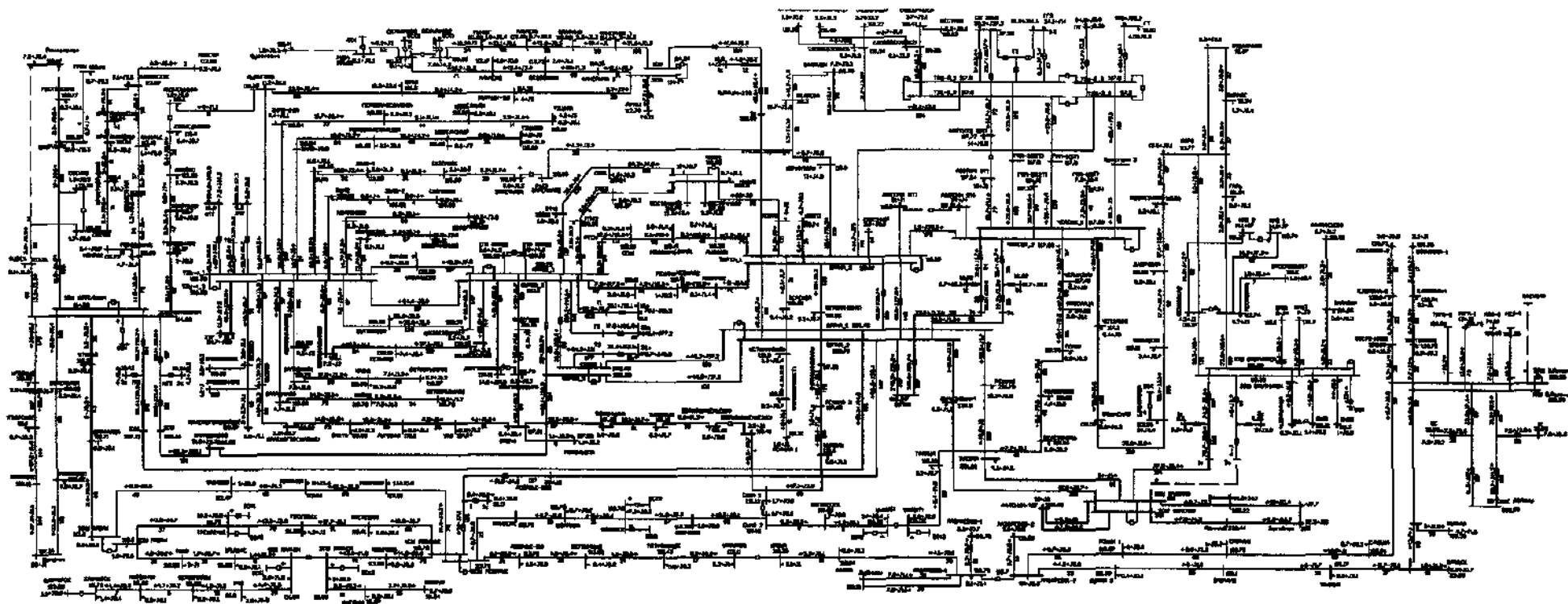
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

3. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров



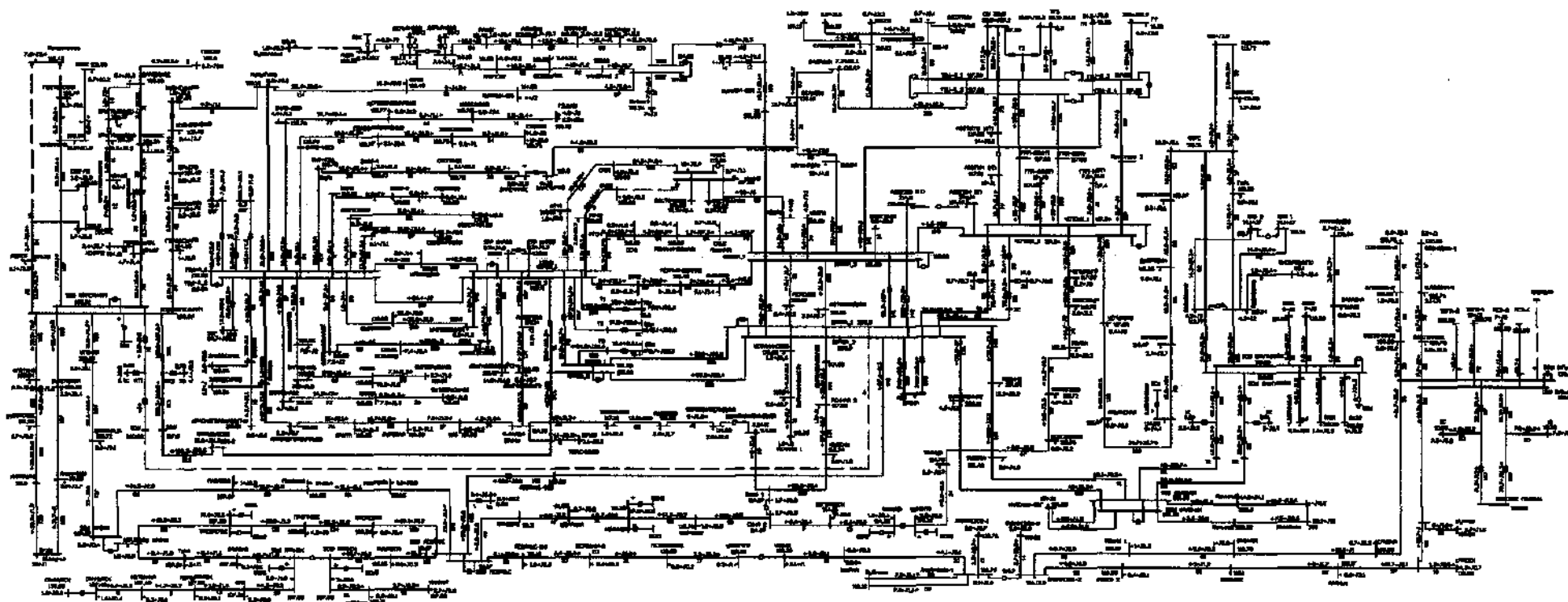
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

4. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2

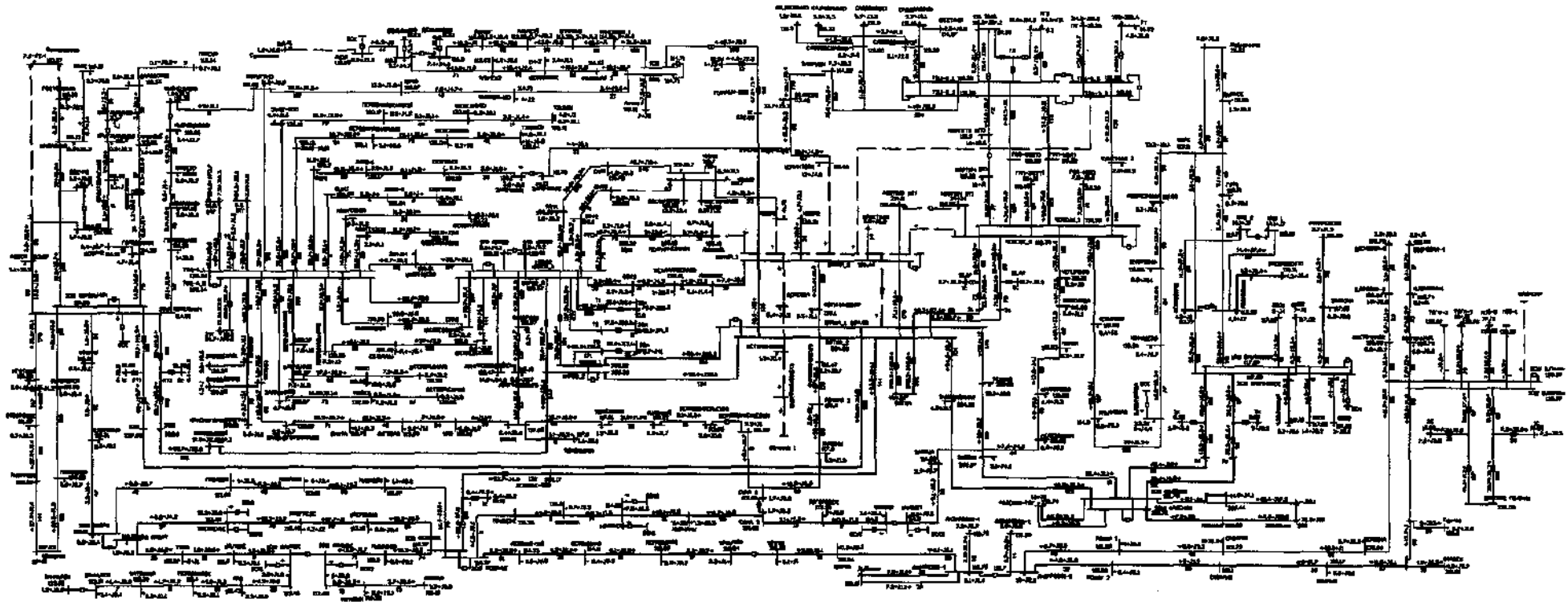


Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет

5. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич

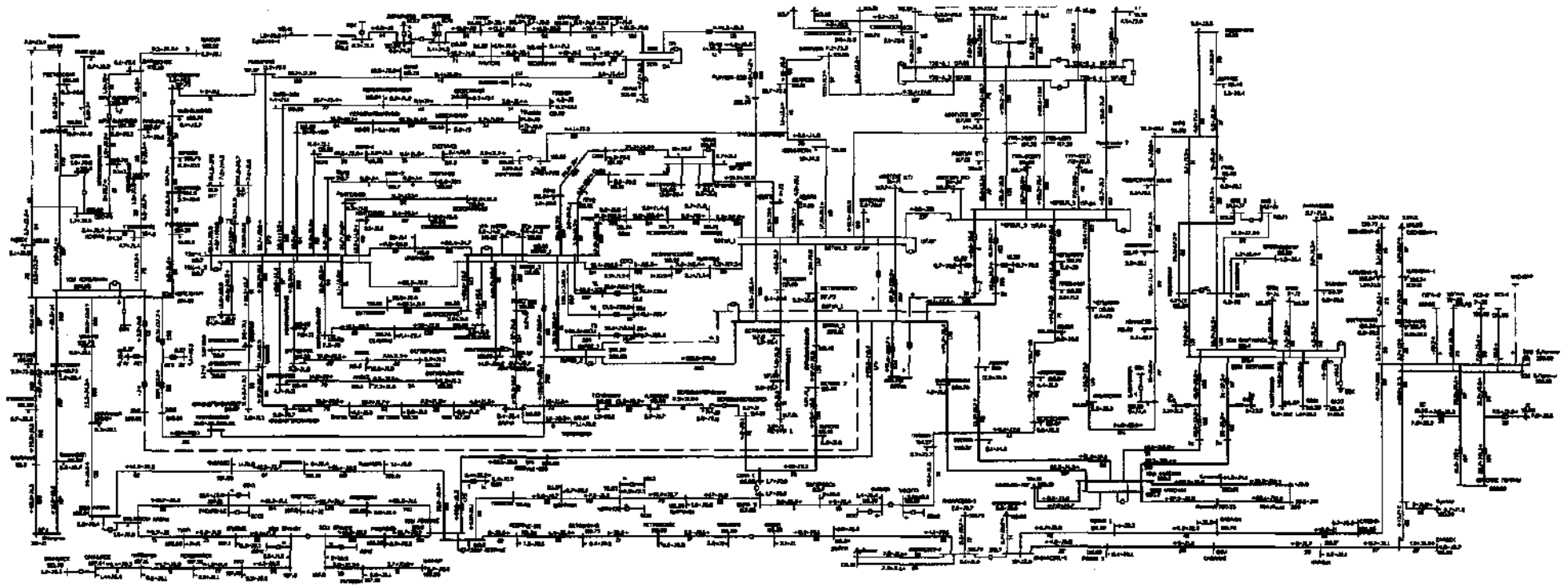


Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

6. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 500 кВ Вятка

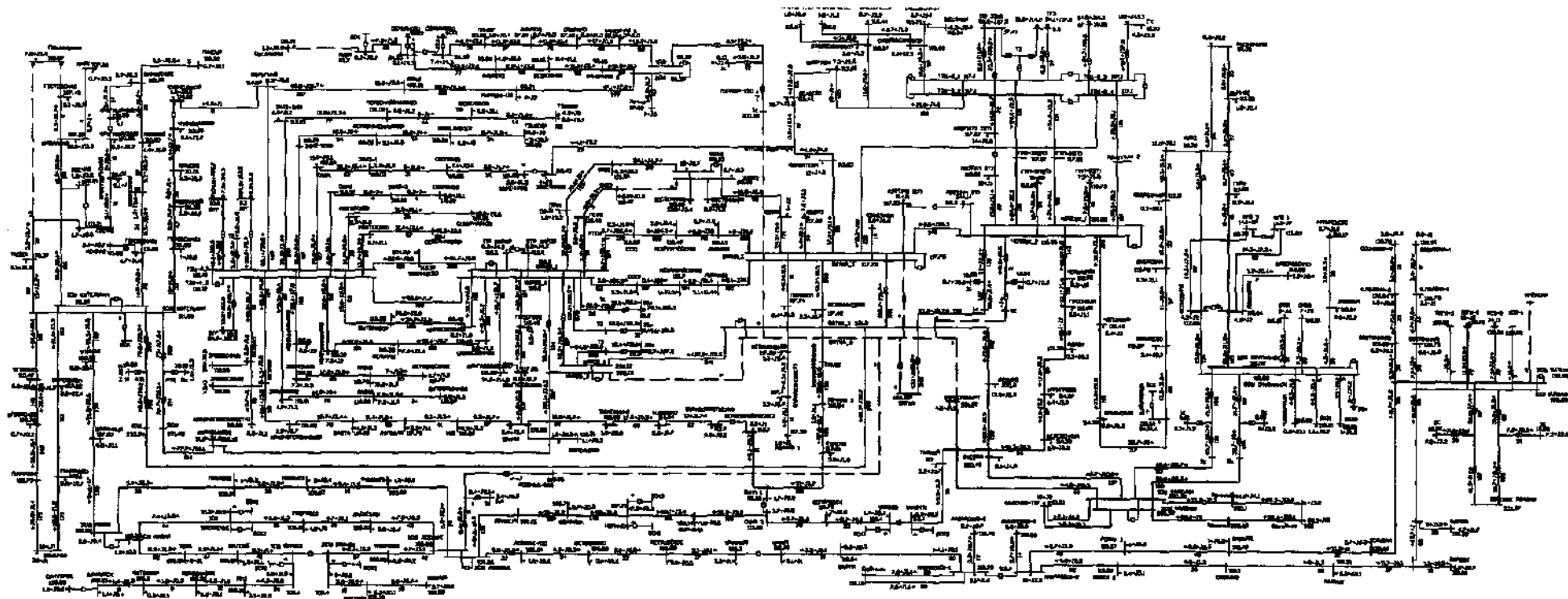
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

7. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение 1 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка



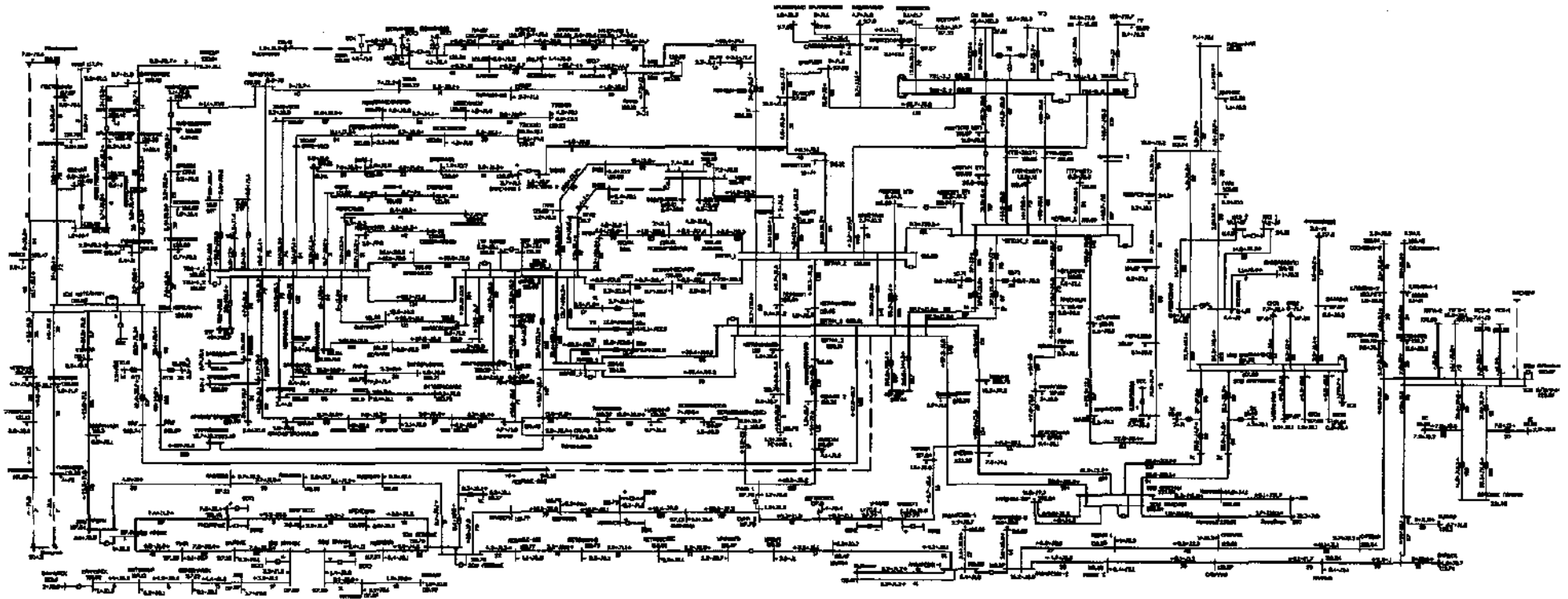
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

8. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение 2 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка



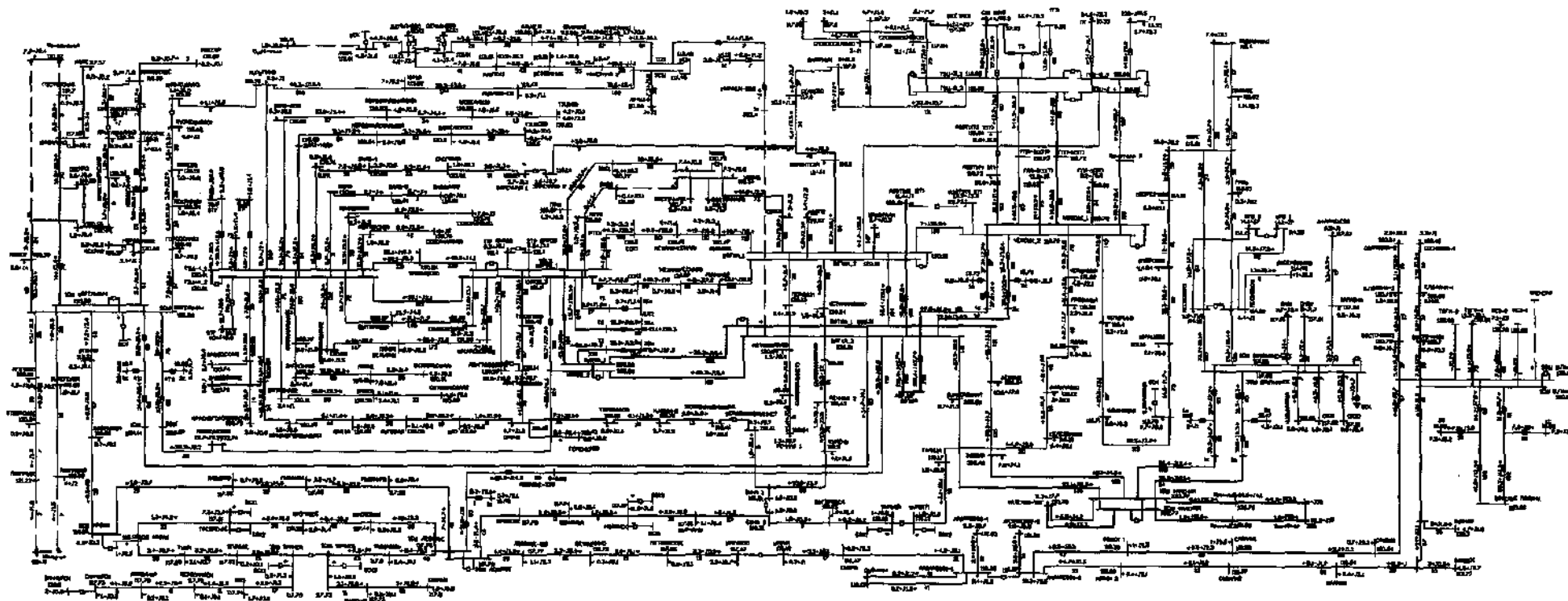
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

9. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье из нормальной схемы



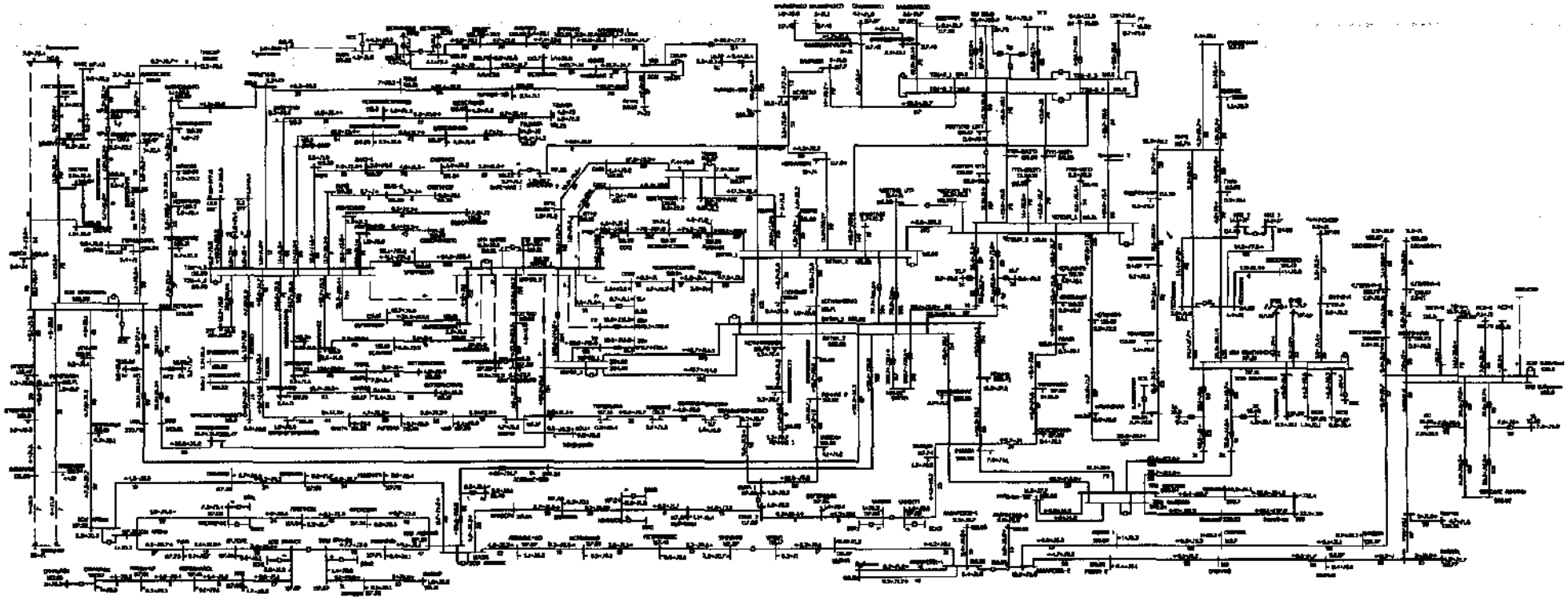
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет

10. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши



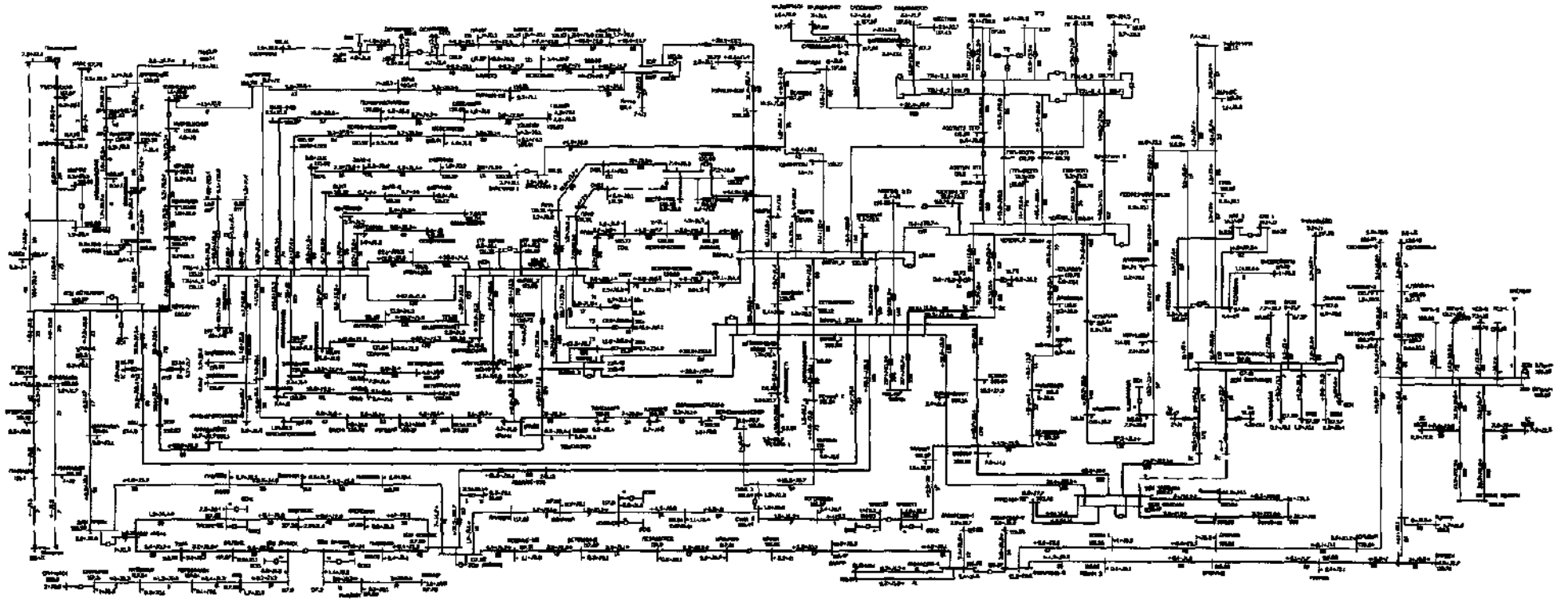
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

11. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров



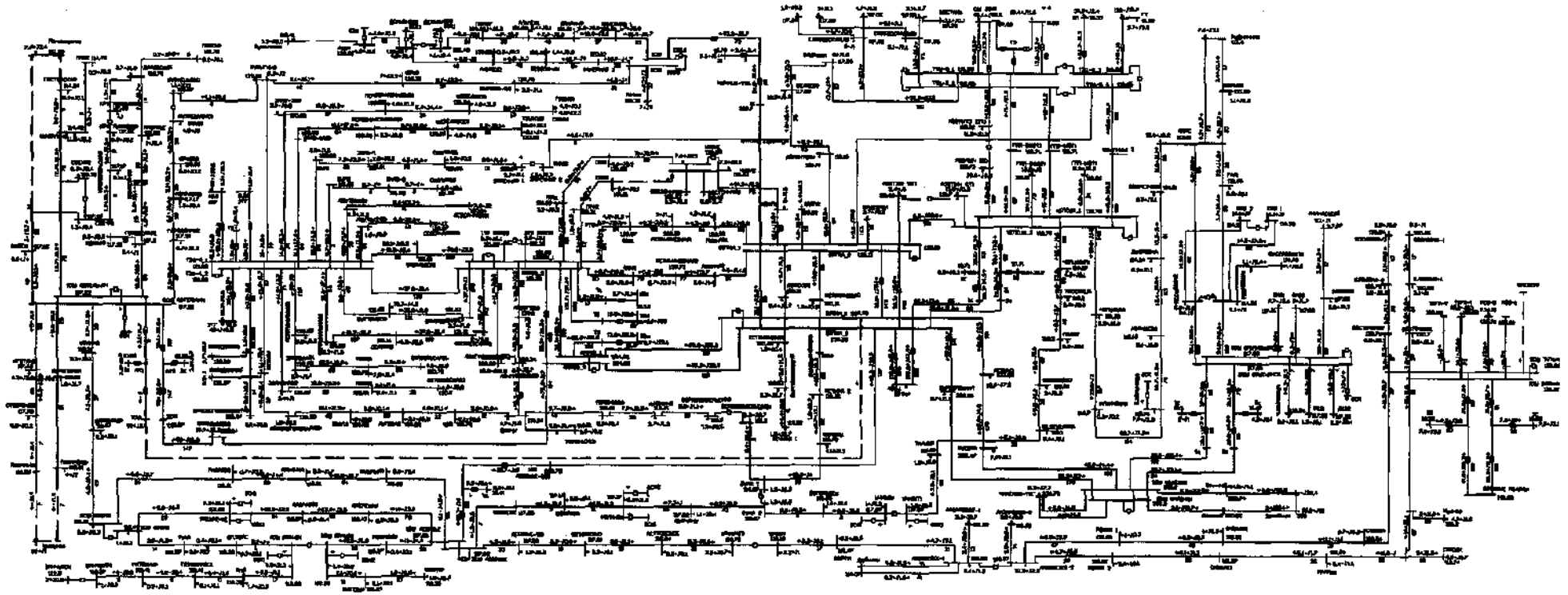
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, кроме ВЛ 110кВ Вятка – Киров № 1 с отпайками. Загрузка ВЛ 110кВ Вятка – Киров № 1 с отпайками составила 417 А (109,7%), что выше длительно допустимого тока и ниже аварийно допустимого тока 455 А/20 минут. При загрузке генераторов Кировской ТЭЦ-4 перегрузка ВЛ устраняется. Недопустимого снижения уровней напряжения нет.

12. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2



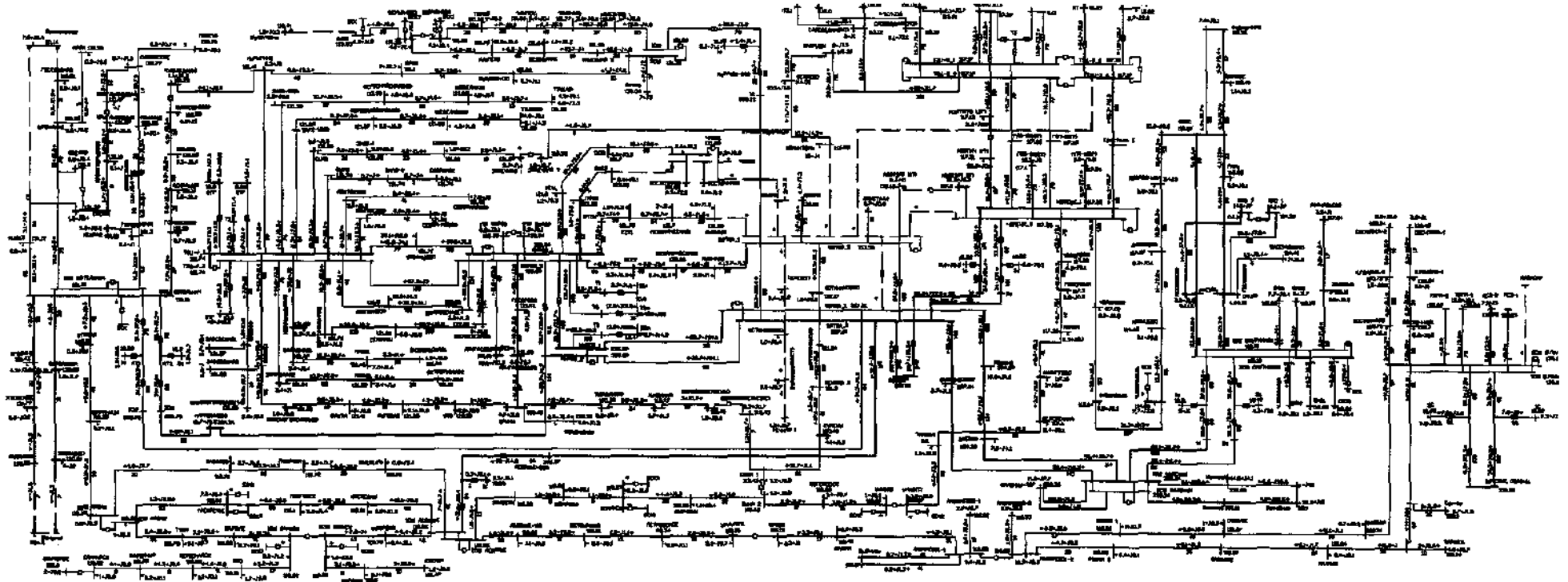
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

13. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич

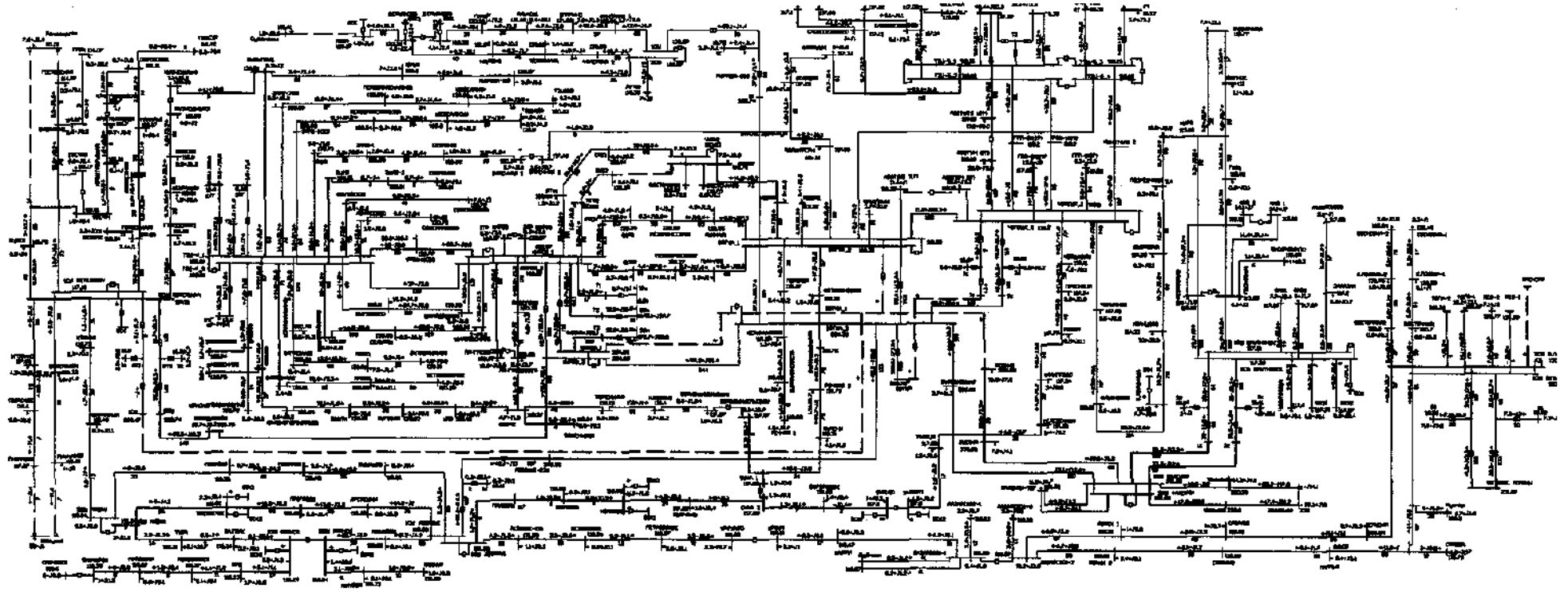


Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

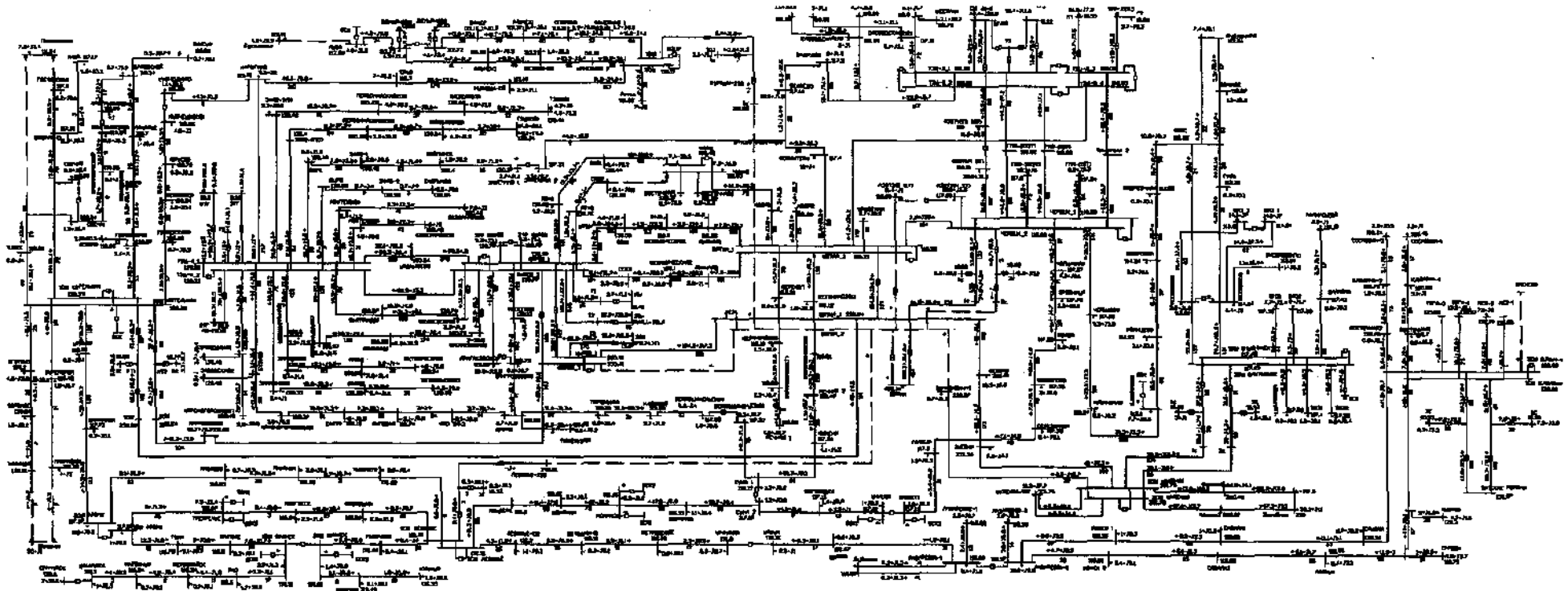
14. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 500 кВ Вятка



Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

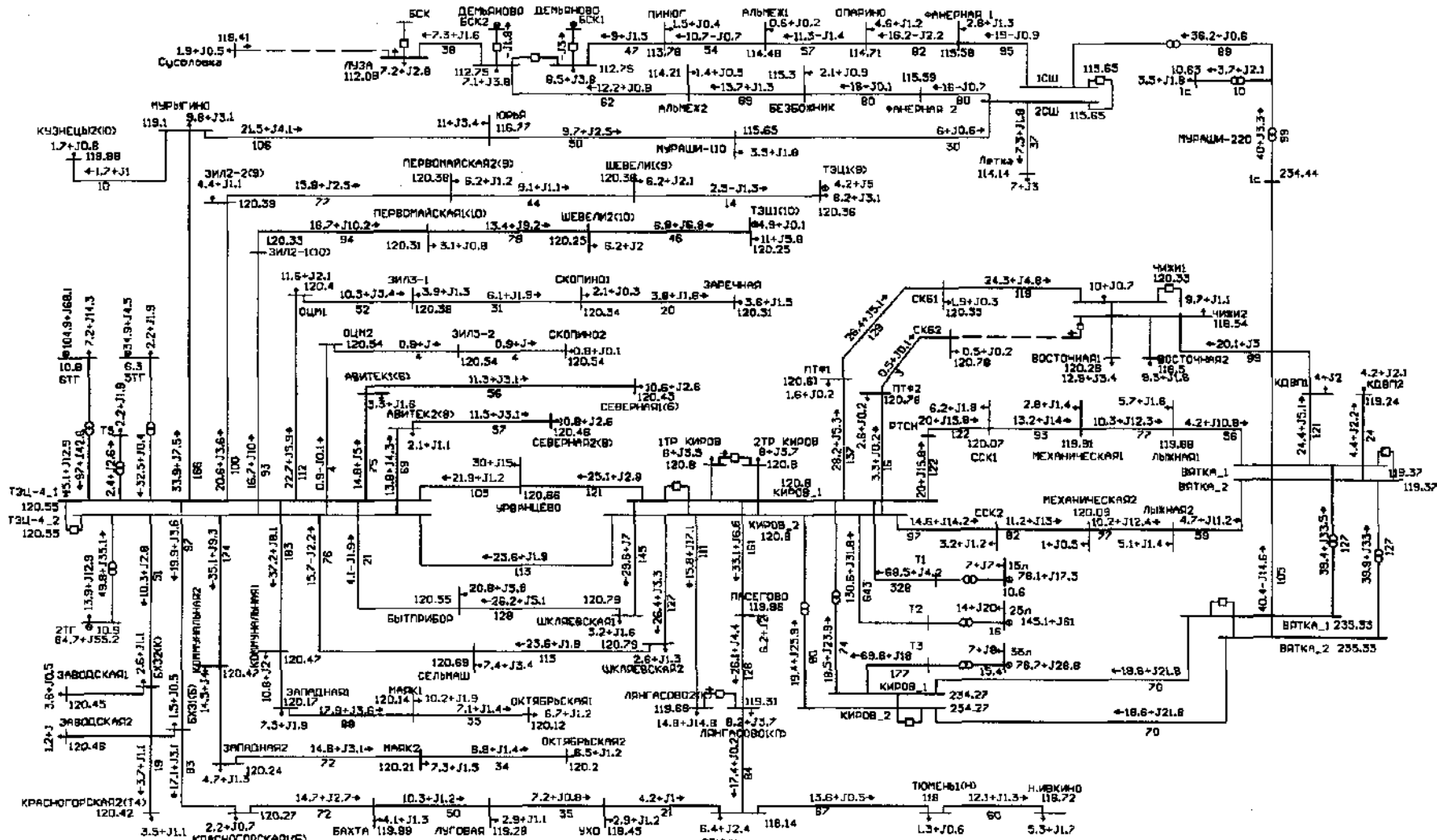
15. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение 1 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка

Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

16. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение 2 СШ 220 кВ на ПС 500 кВ Вятка

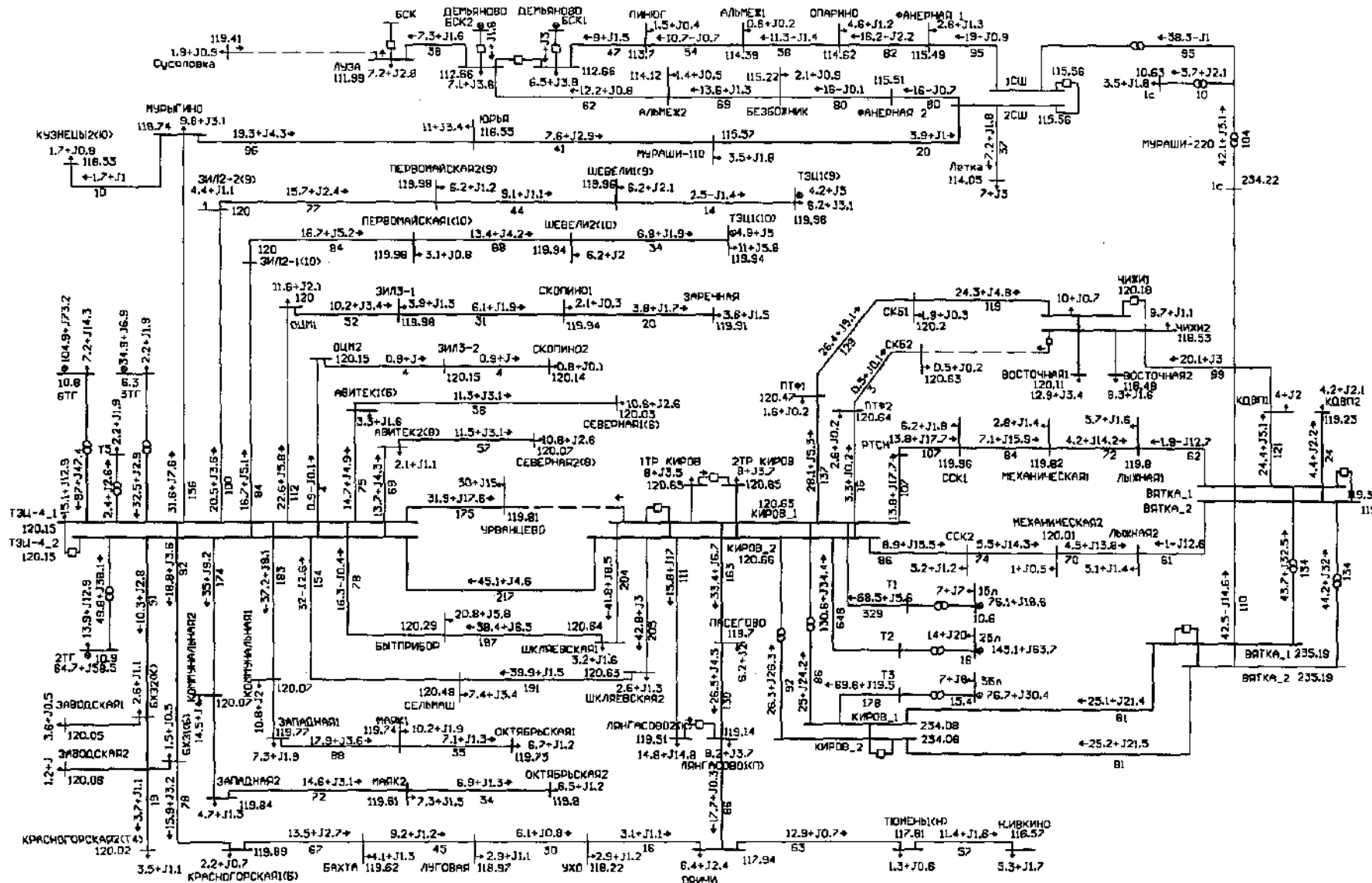
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

1. ПС 110 кВ Урванцево. Зимний максимум 2023 года. Нормальная схема



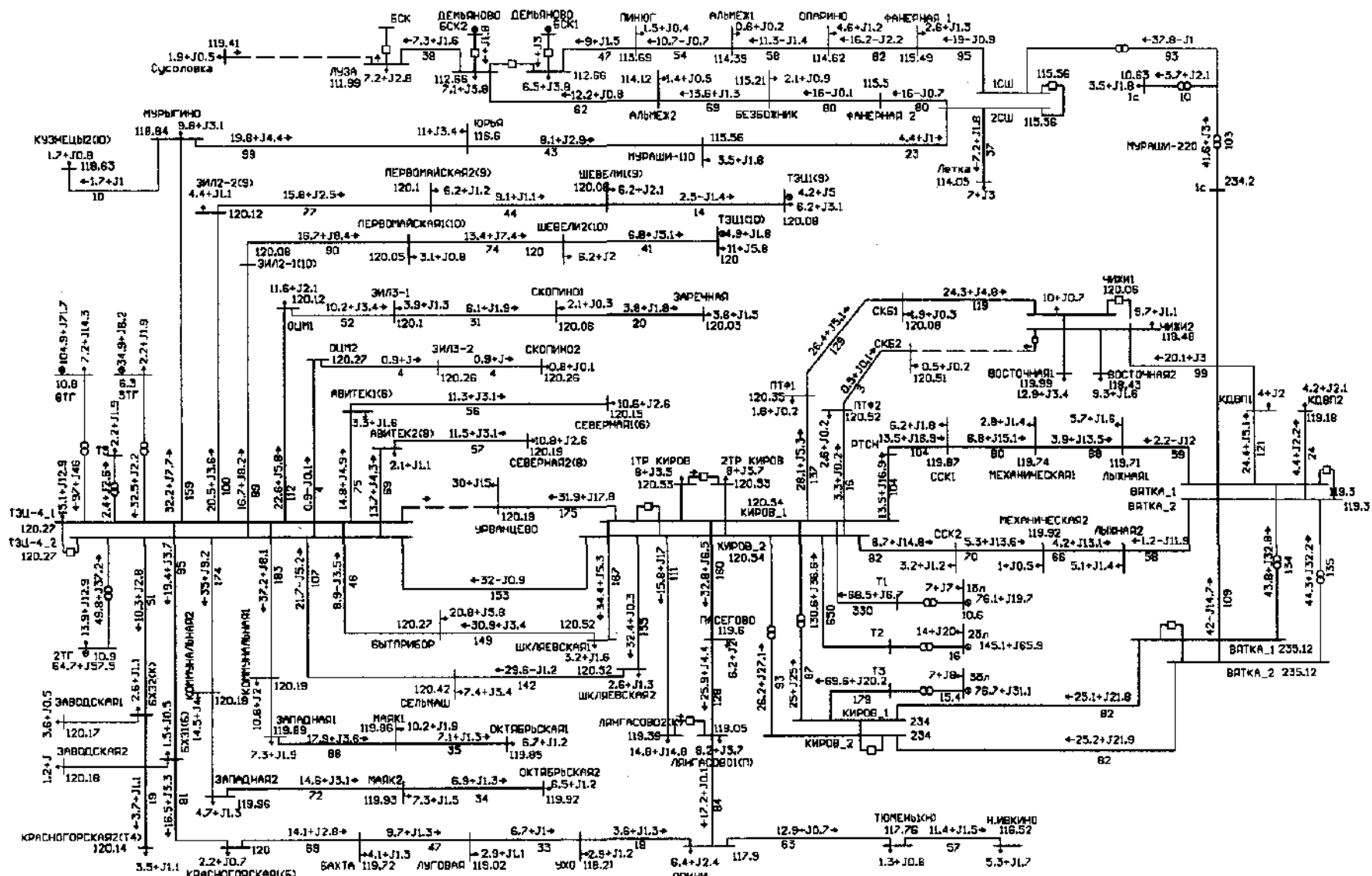
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

2. ПС 110 кВ Урванцево. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Киров – Урванцево



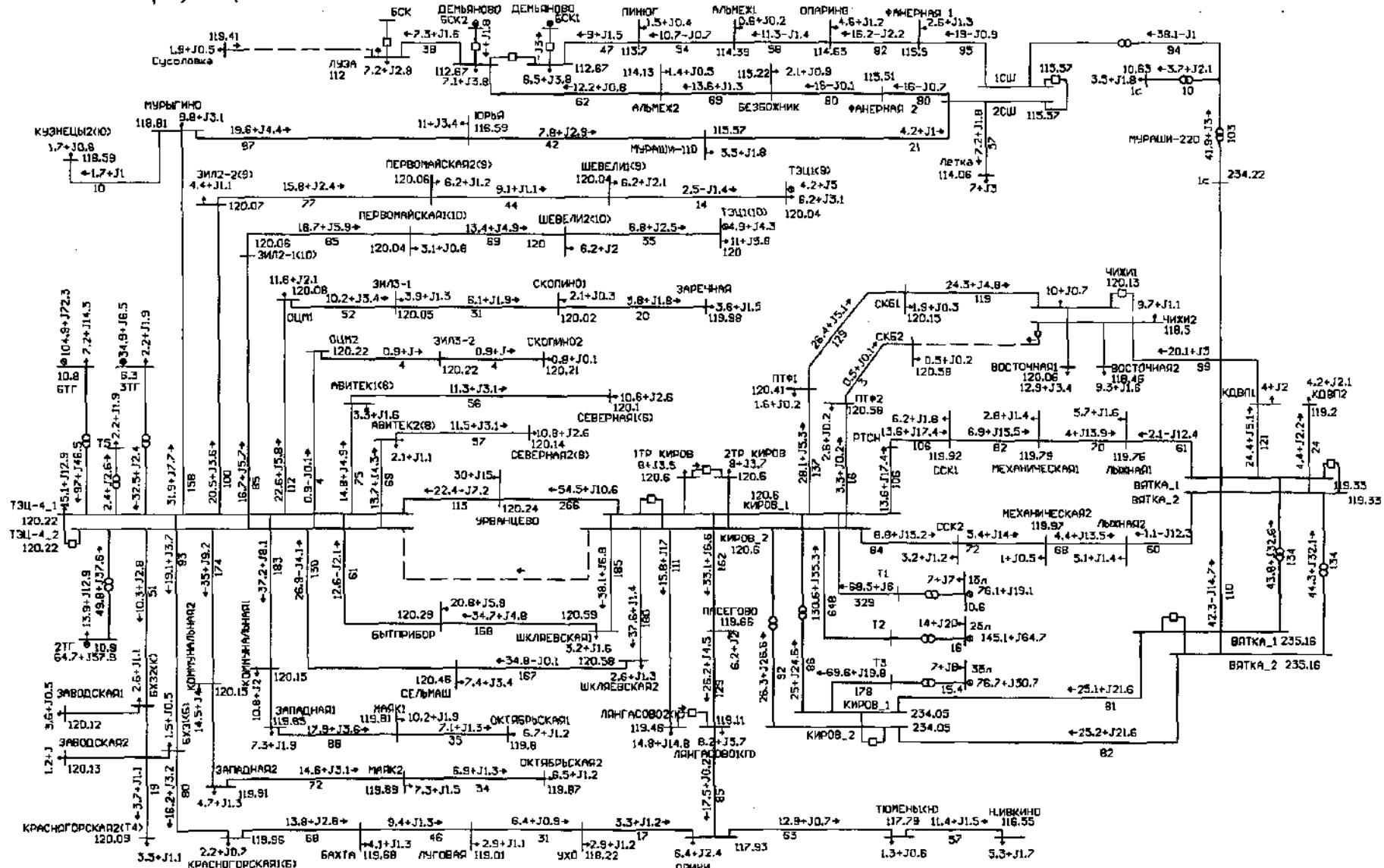
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

3. ПС 110 кВ Урванцево. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Урванцево



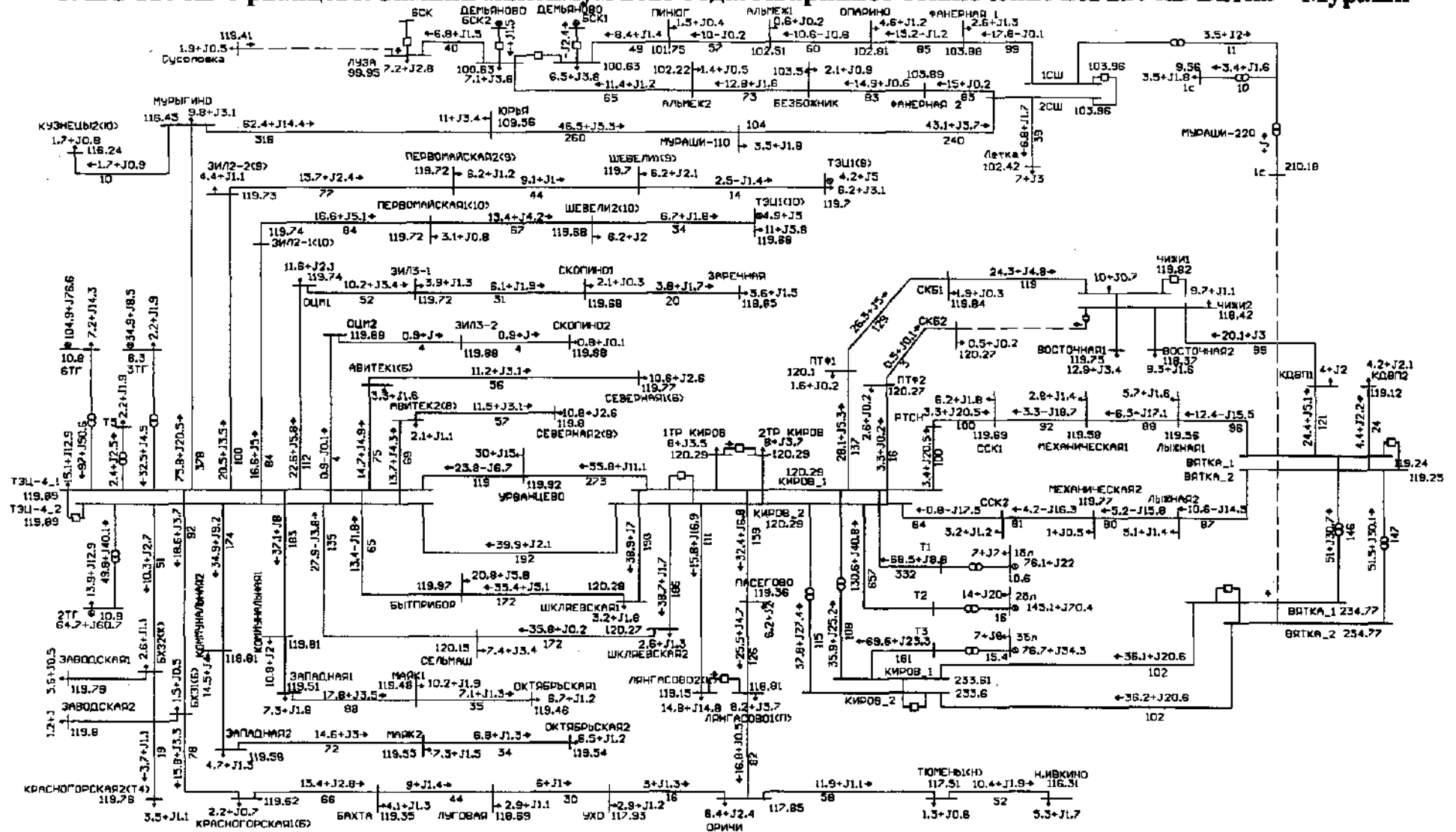
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

4. ПС 110 кВ Урванцево. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-4, П цепь



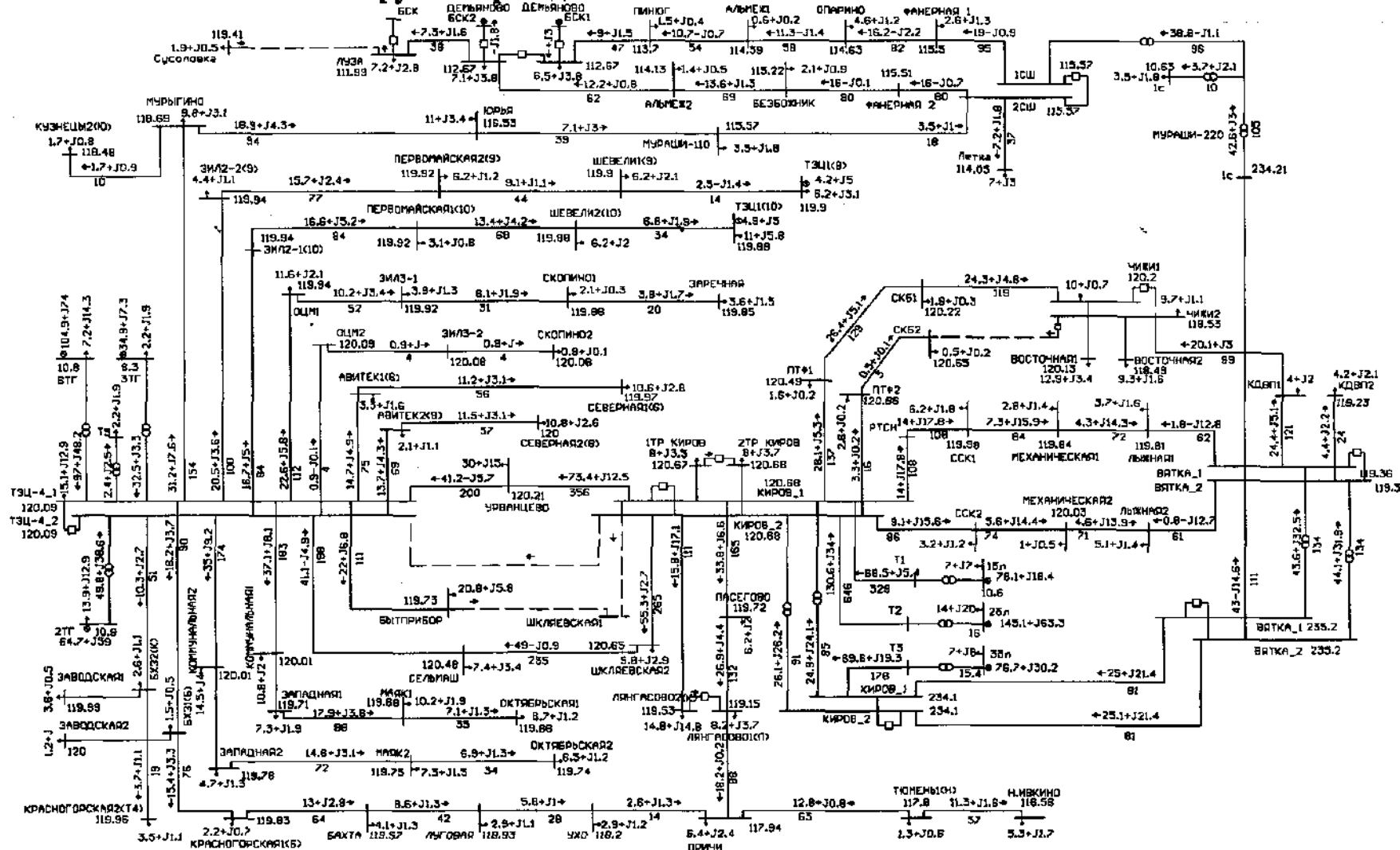
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

5. ПС 110 кВ Урванцево. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши



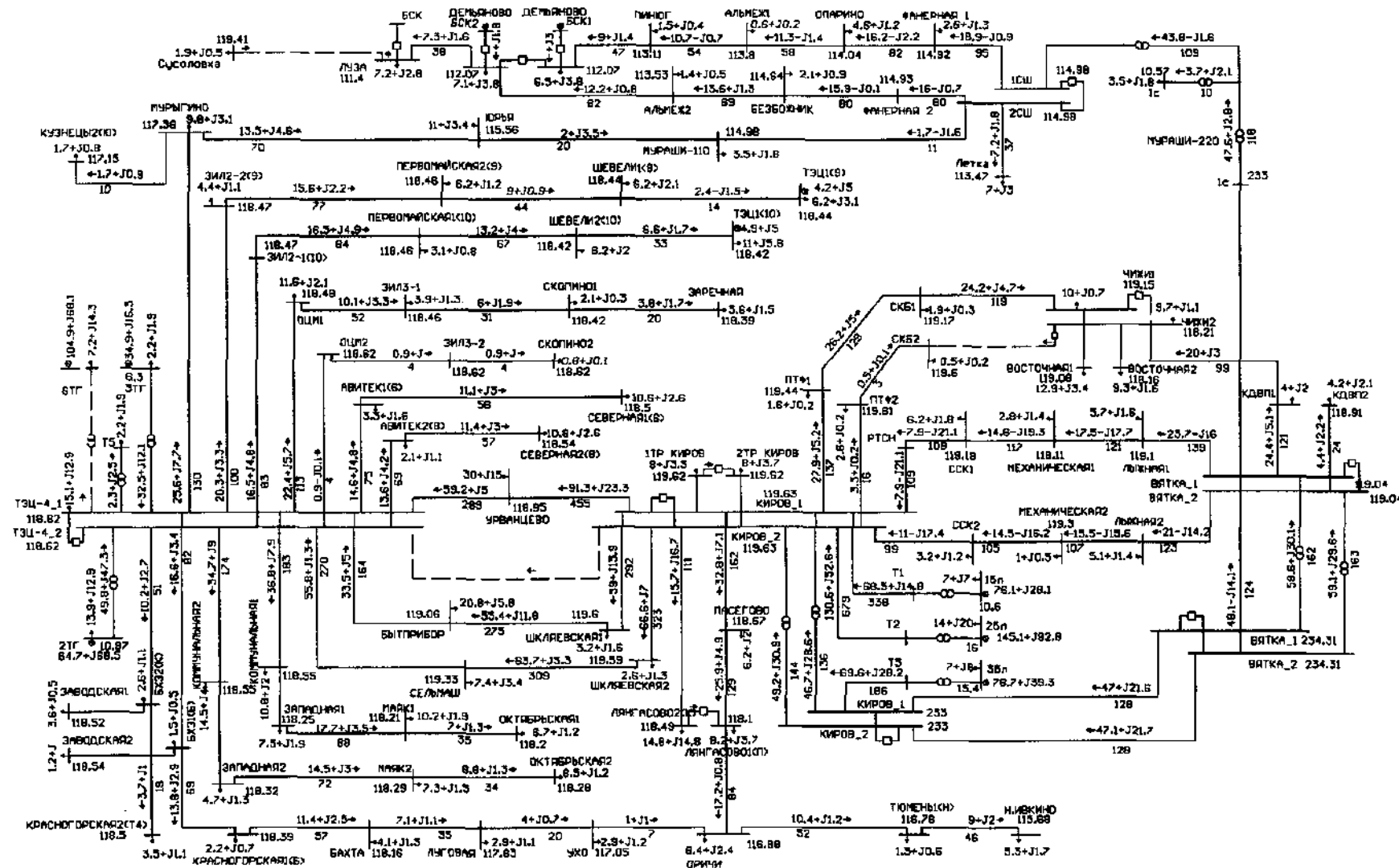
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

6. ПС 110 кВ Урванцево. Зимний максимум 2023 года. Ремонт ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-4, II цепь и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Киров – Бытприбор с отпайкой на ПС Шкляевская. На ПС 110 кВ Шкляевская вся нагрузка переведена на Т-2



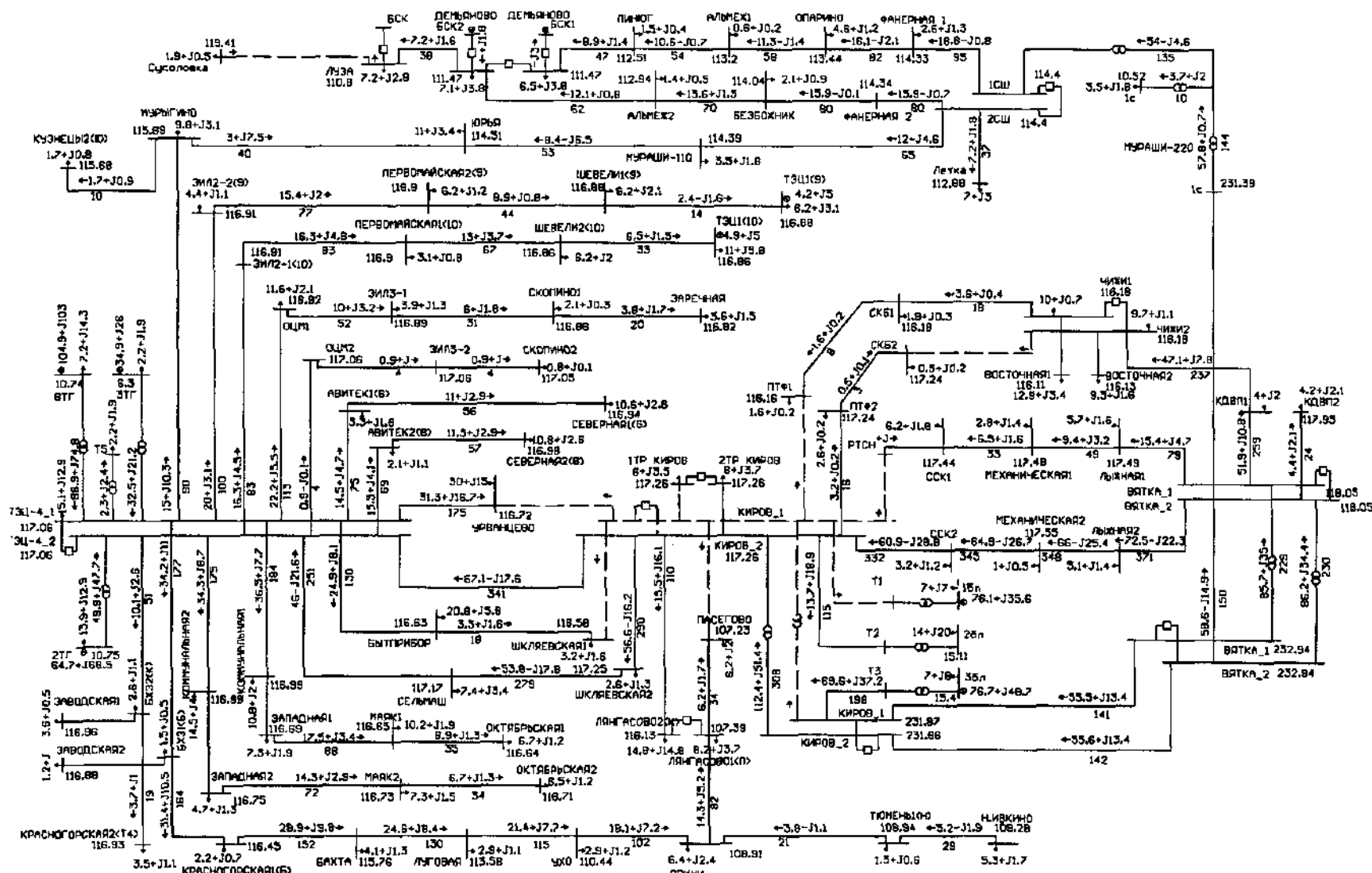
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

7. ПС 110 кВ Урванцево. Зимний максимум 2023 года. Ремонт ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-4, II цепь и аварийное отключение ТГ 6 Кировской ТЭЦ-4 (Уст. 123 МВт)



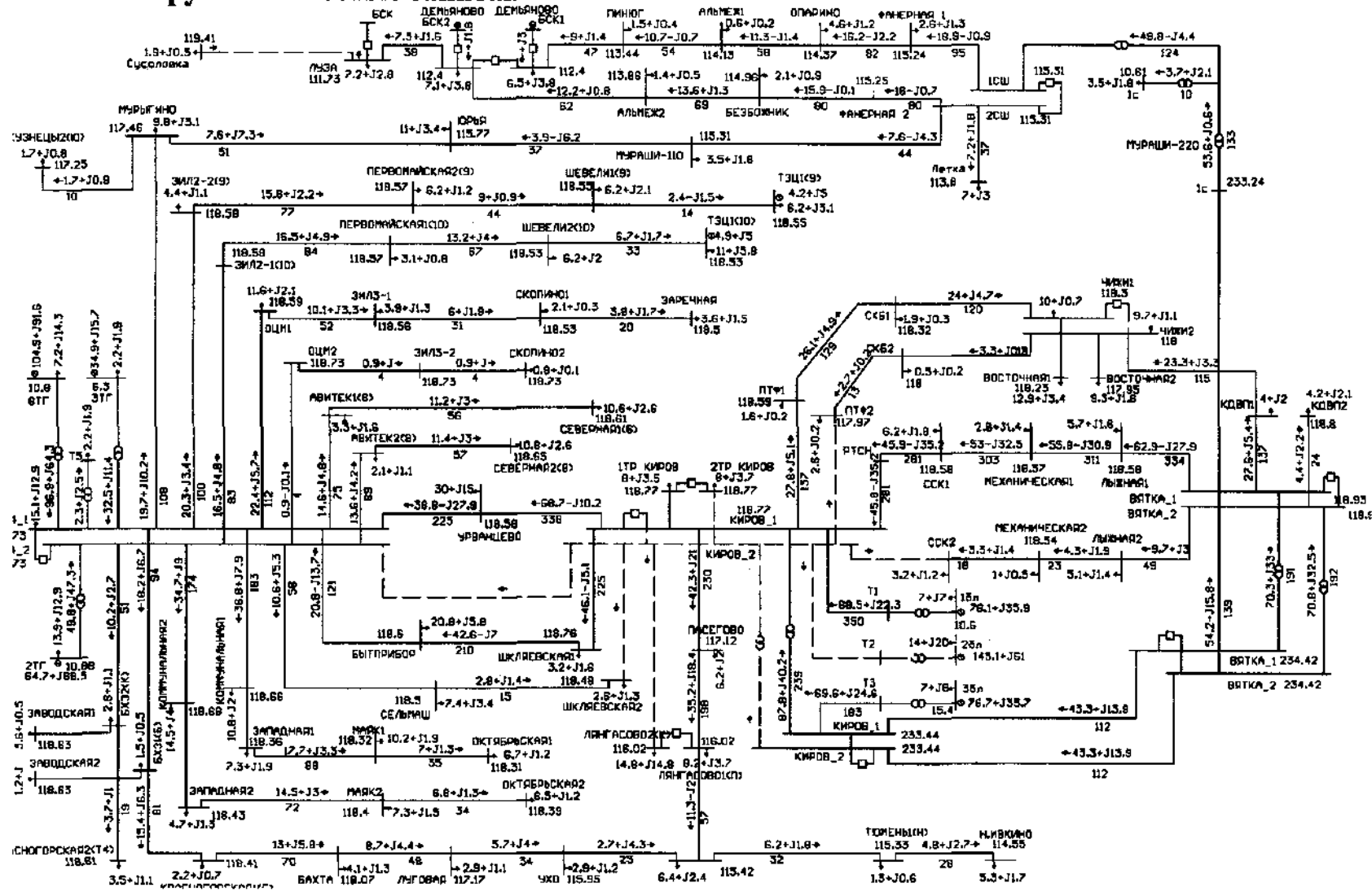
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

8. ПС 110 кВ Урванцево. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Киров, на ПС Лянгасово, ПС Чижы, ПС Птицефабрика, ПС КБ Север, на Т1 и Т2 ПС Киров работа АВР, нагрузка полностью запитана



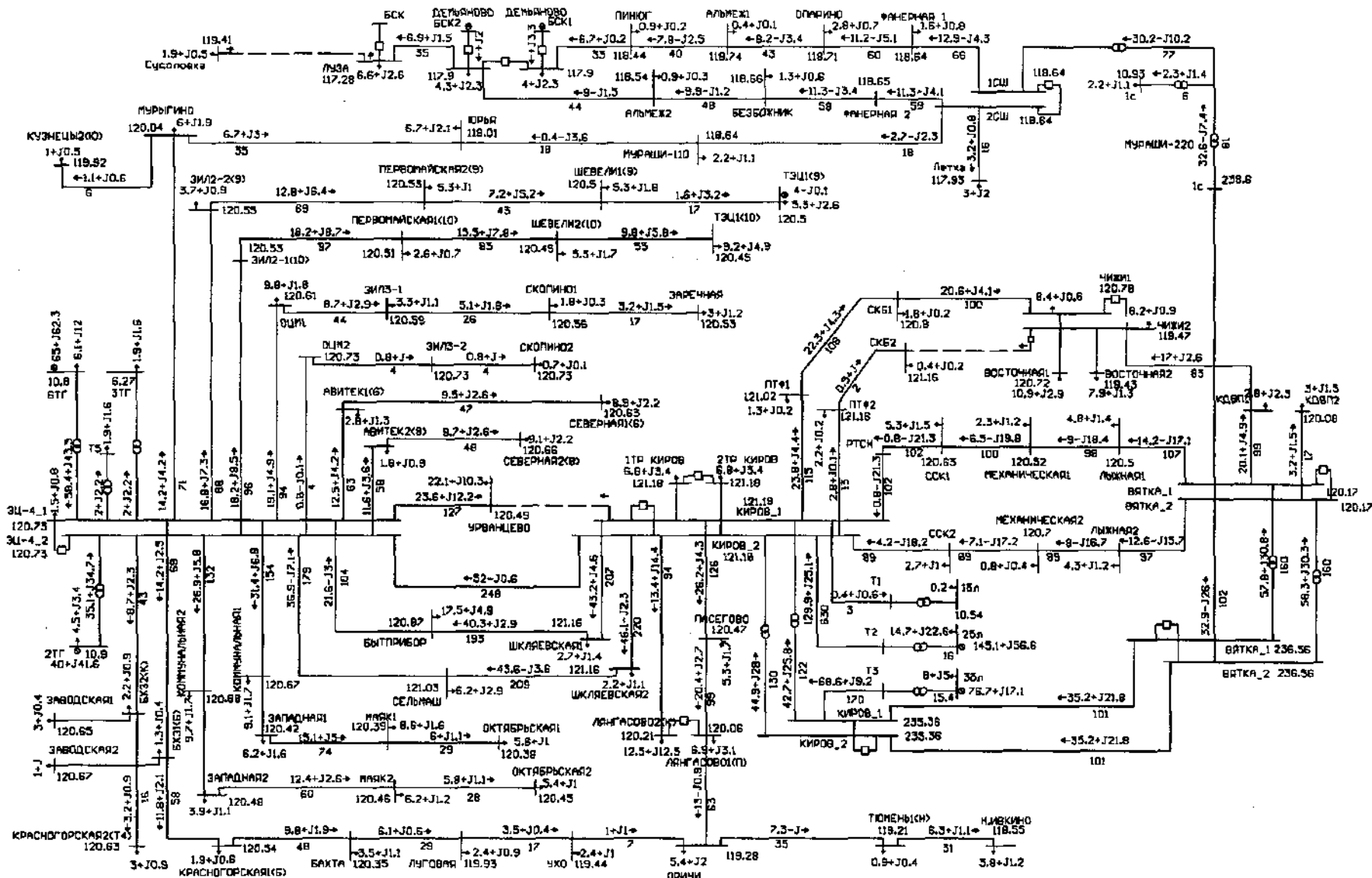
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

9. ПС 110 кВ Урванцево. Зимний максимум 2023 года. Аварийное отключение 2 ШС 110 кВ ПС 220 кВ Киров, на ПС Лянгасово, ПС Чижы, ПС Птицефабрика, ПС КБ Север, на Т1 и Т2 ПС Киров работа АВР, нагрузка полностью запитана



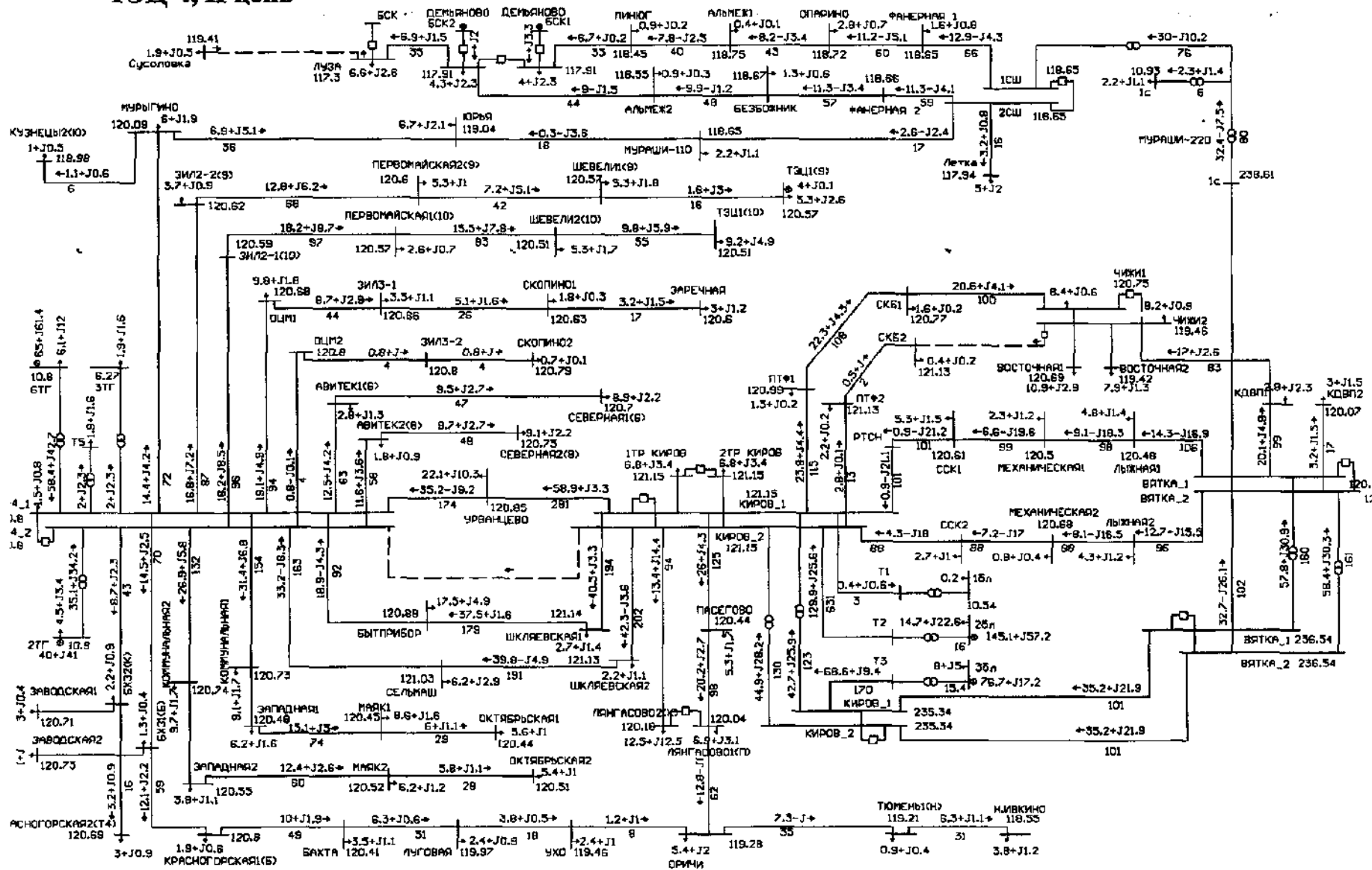
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

11. ПС 110 кВ Урванцево. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Киров - Урванцево



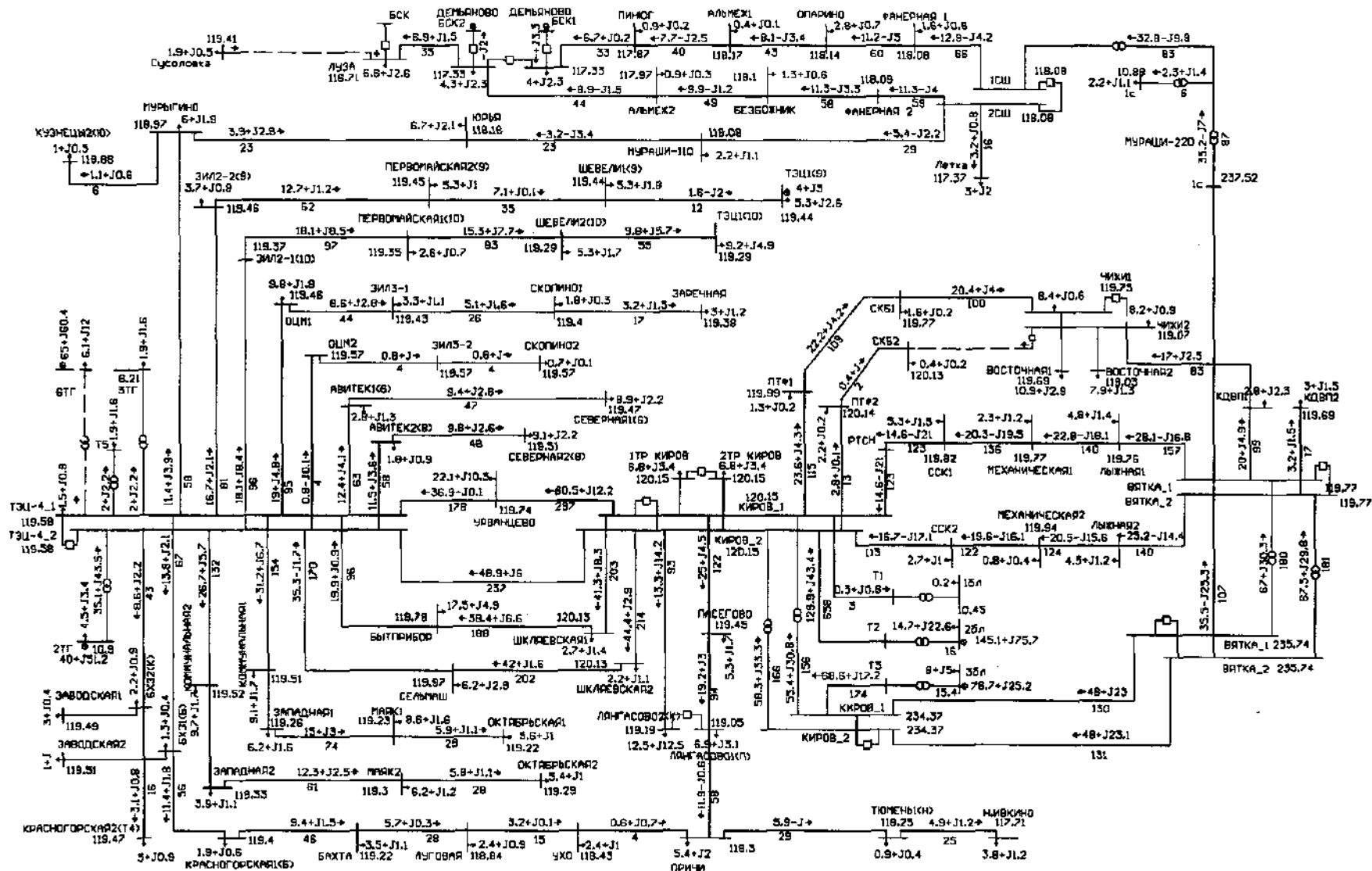
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

13. ПС 110 кВ Урванцево. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-4, II цепь



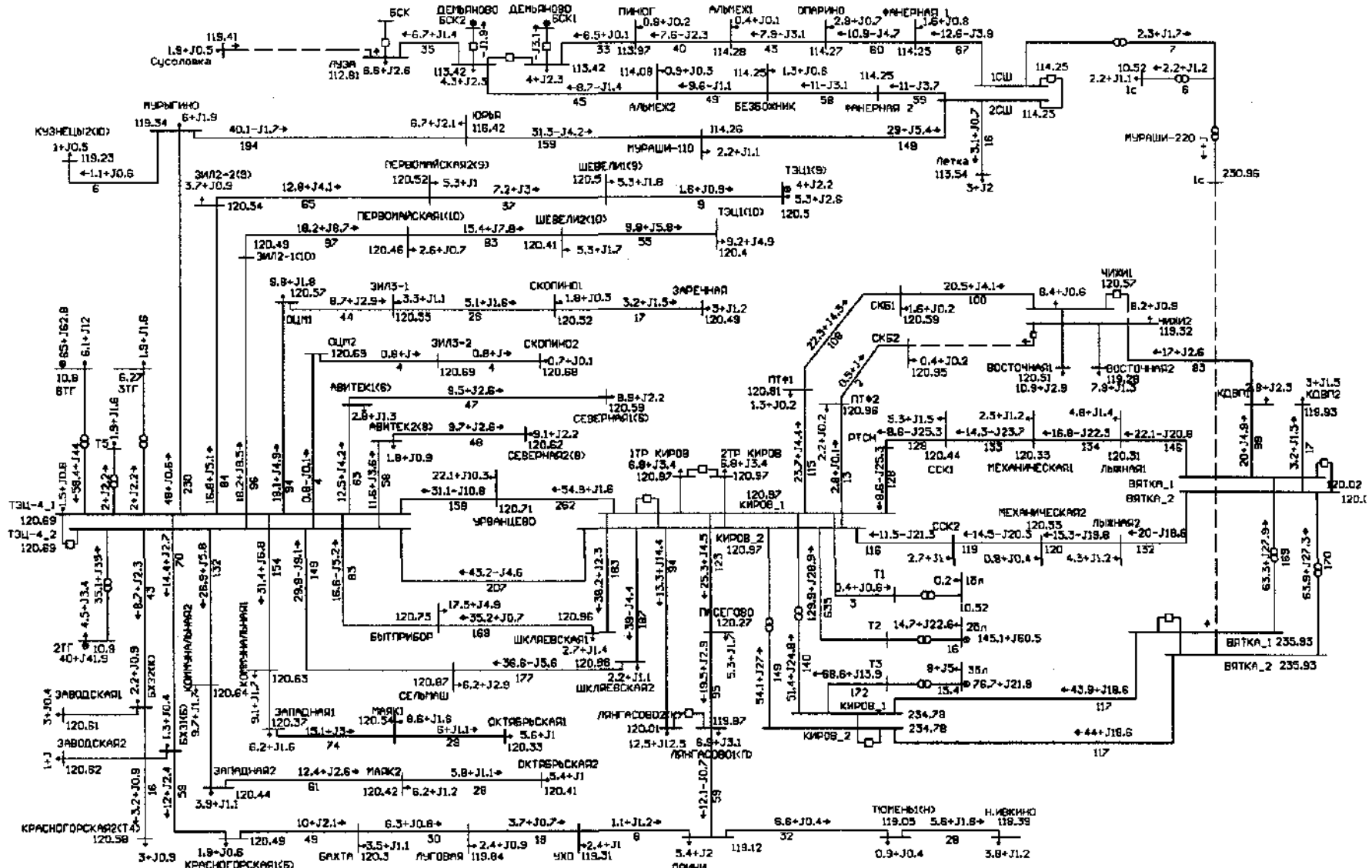
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

14. ПС 110 кВ Урванцево. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение ТГ 6 Кировской ТЭЦ-4 (Уст. 123 МВт)



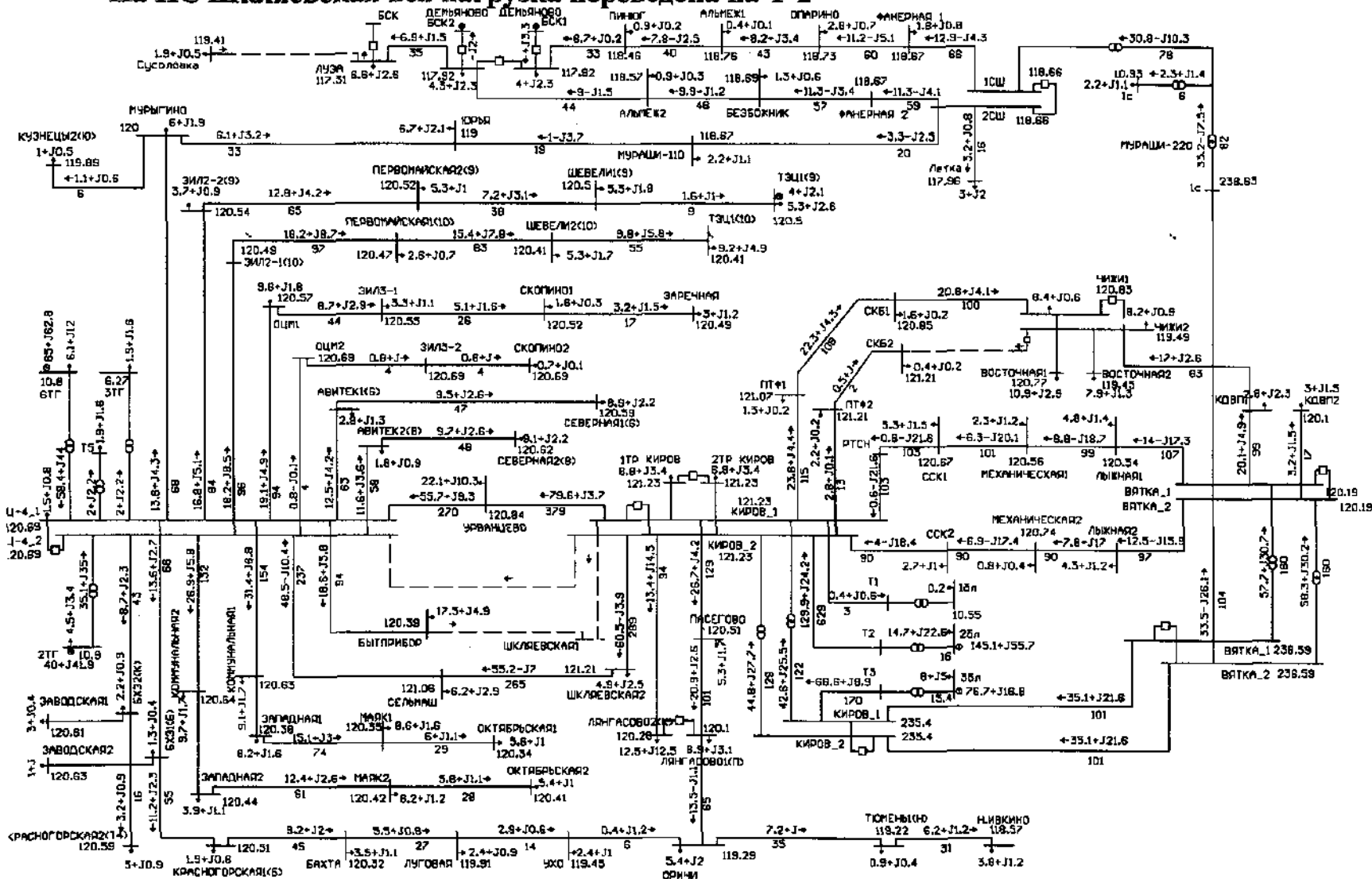
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

15. ПС 110 кВ Урванцево. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши



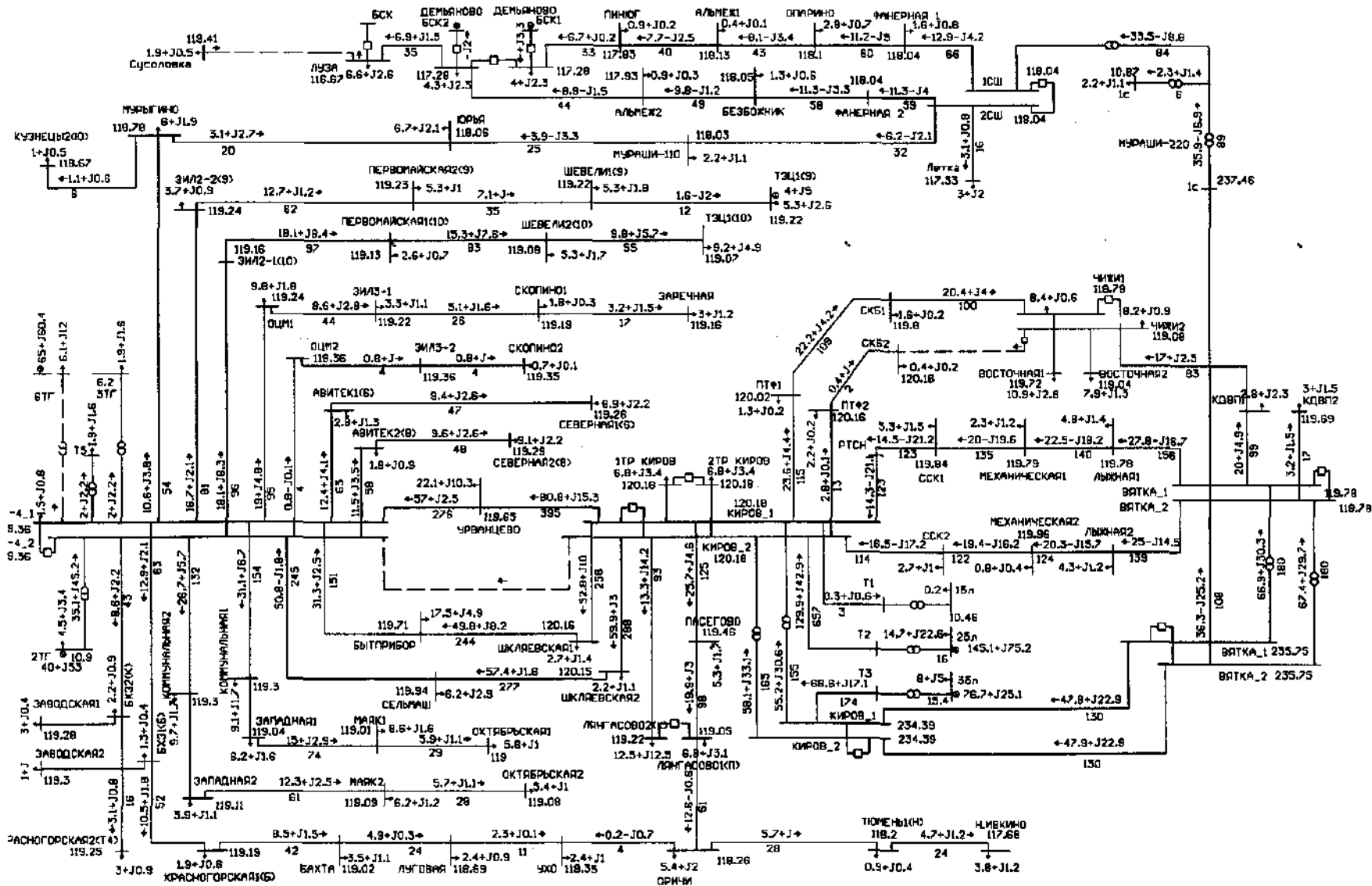
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

16. ПС 110 кВ Урванцево. Летний максимум 2023 года. Ремонт ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-4, II цепь и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Киров – Бытирибор с отпайкой на ПС Шкляевская. На ПС Шкляевская вся нагрузка переведена на Т-2



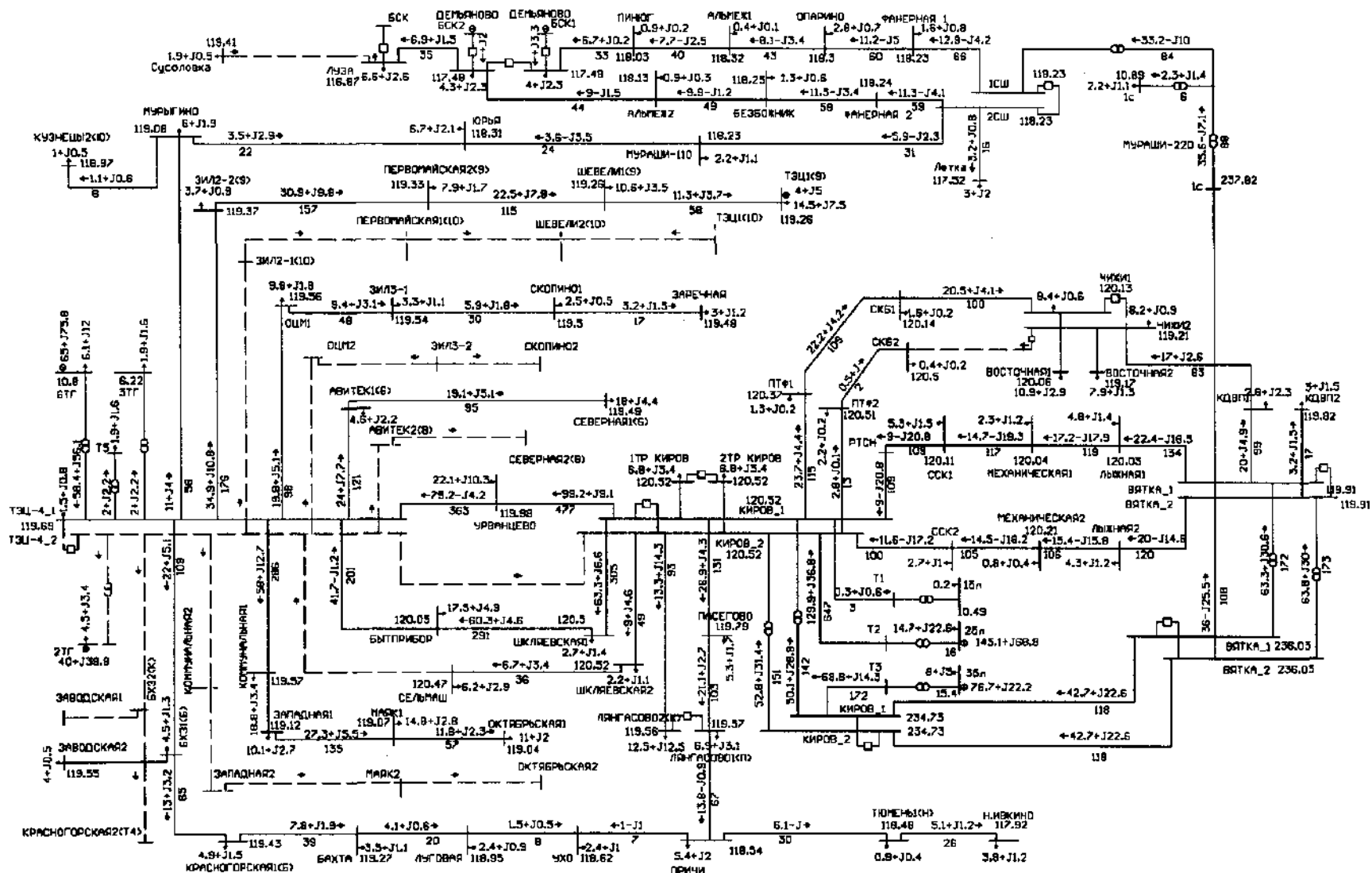
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет

17. ПС 110 кВ Урванцево. Летний максимум 2023 года. Ремонт ВЛ 110 кВ Киров – Кировская ТЭЦ-4, II цепь и аварийное отключение ТГ 6 Кировской ТЭЦ-4 (123 МВт)



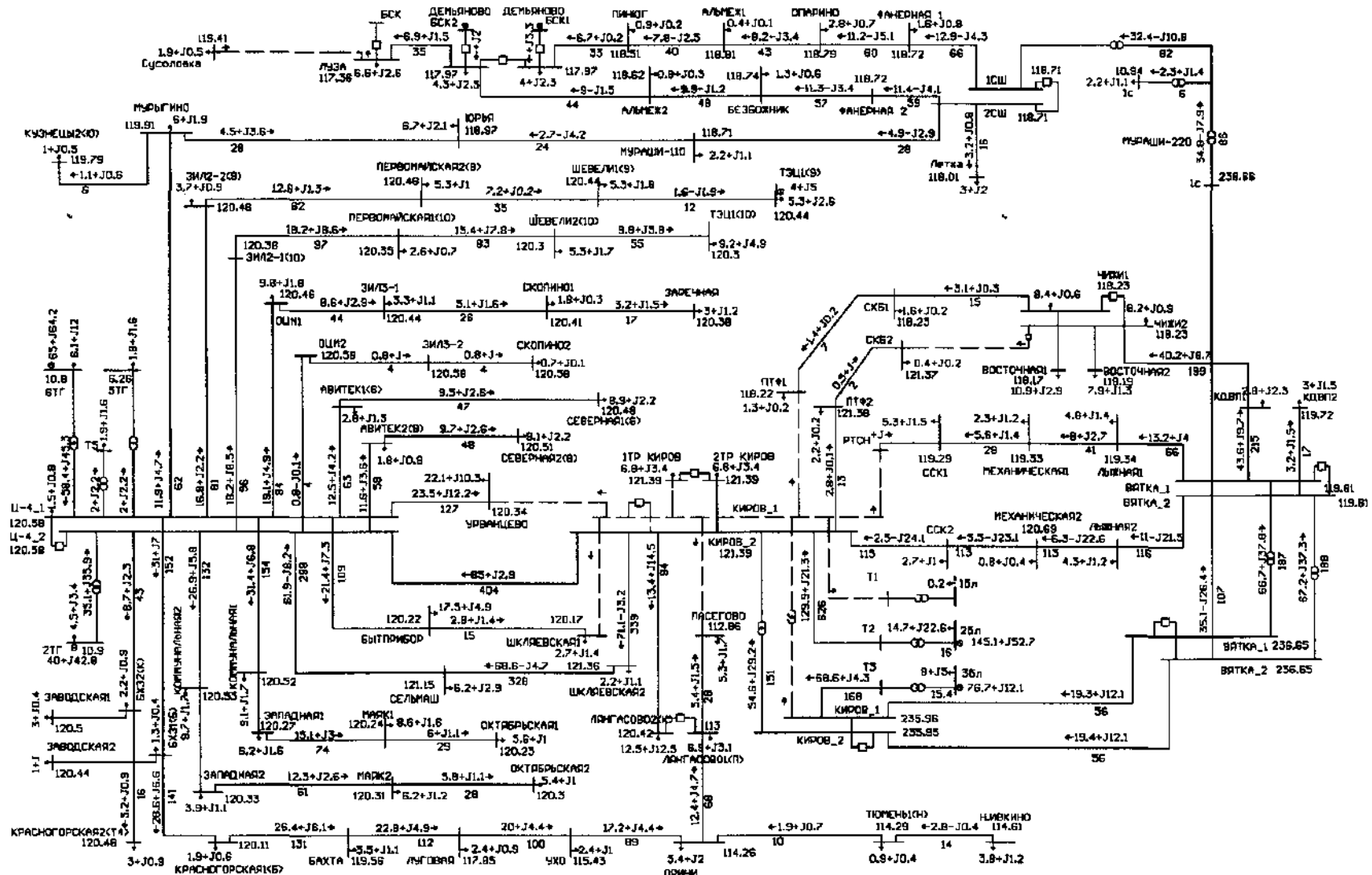
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

18. ПС 110 кВ Урванцево. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение 2 СШ 110 кВ Кировской ТЭЦ-4, на ПС 110 кВ тупиковых ВЛ работа АВР, нагрузка полностью запитана



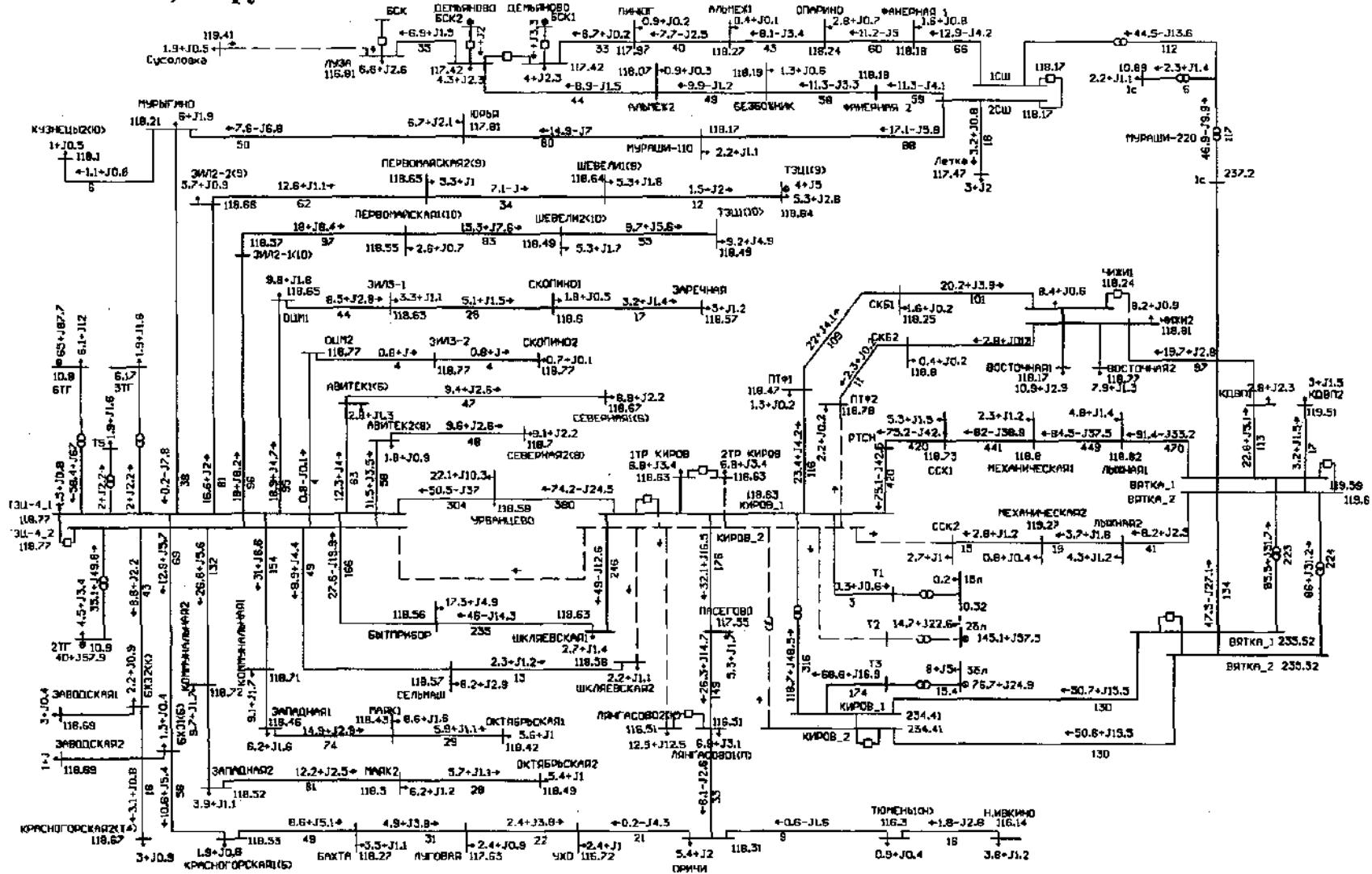
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

19. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Киров, на ПС Лянгасово, ПС Чижи, ПС Птицефабрика, ПС КБ Север, на Т1 и Т2 ПС 220 кВ Киров работа АВР, нагрузка полностью запитана



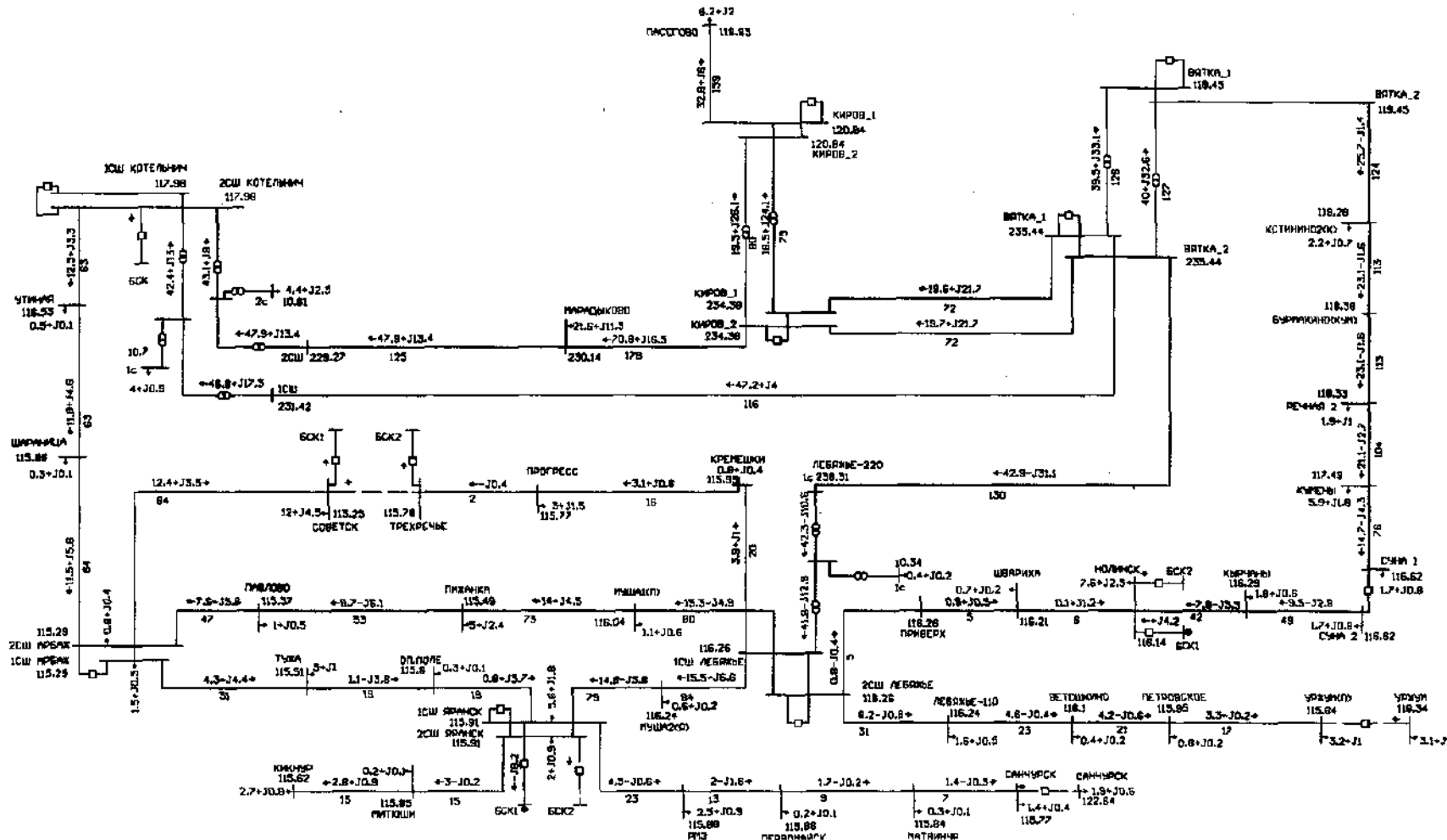
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

20. ПС 110 кВ Урванцево. Летний максимум 2023 года. Аварийное отключение 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Киров, на ПС Лянгасово, ПС Чижы, ПС Птицефабрика, ПС КБ Север, на Т1 и Т2 ПС 220 кВ Киров работа АВР, нагрузка полностью запитана



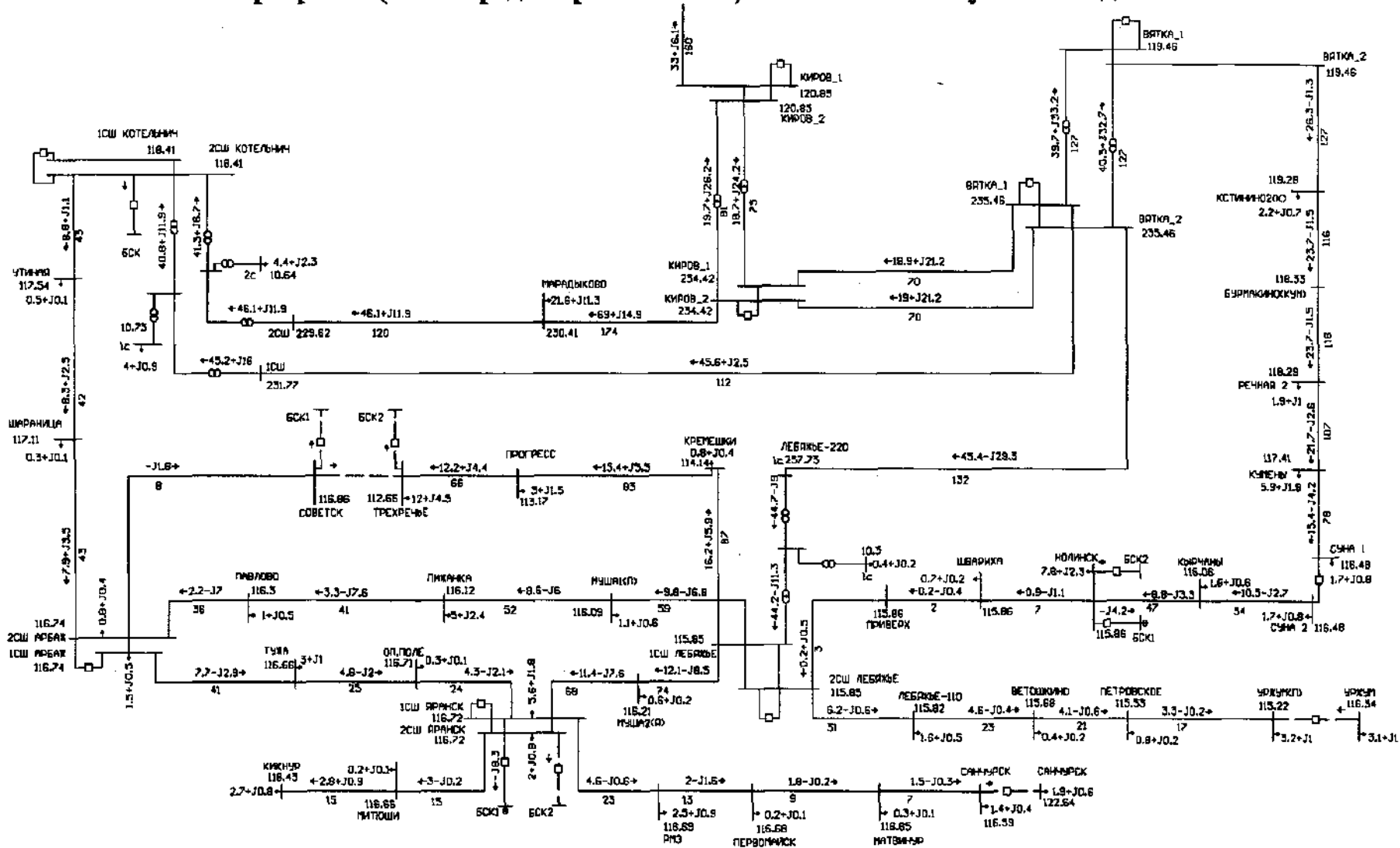
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

1. ПС 110 кВ Трехречье (1-я очередь строительства). Зимний максимум 2020 года



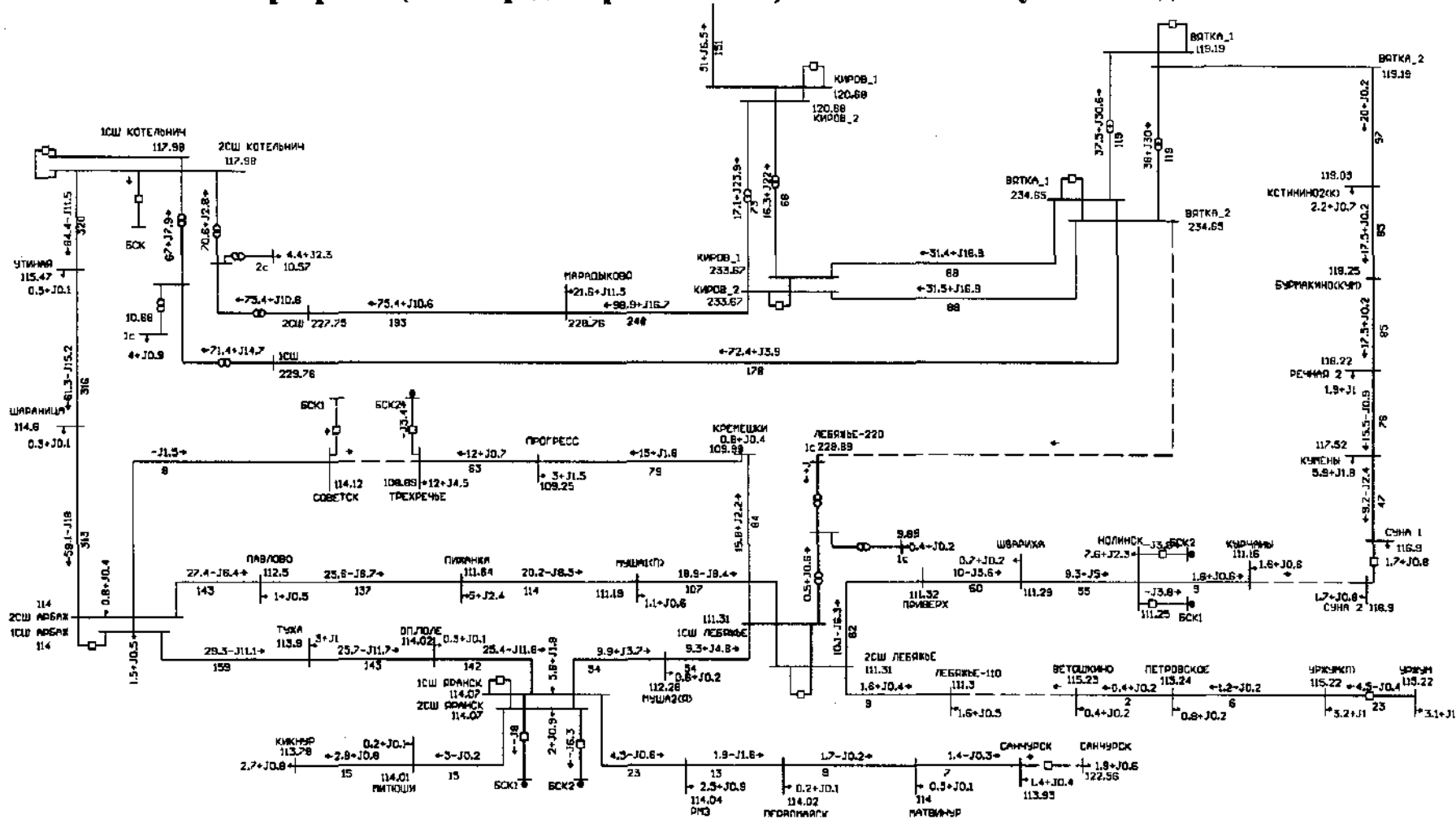
Примечание. Временная схема при строительстве ПС 110 кВ Трехречье. Нагрузка на ПС 110 кВ Советск. Для ремонтного режима включены по одной БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск и ПС 110 кВ Нолинск. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

4. ПС 110 кВ Трехречье (1-я очередь строительства). Зимний максимум 2020 года



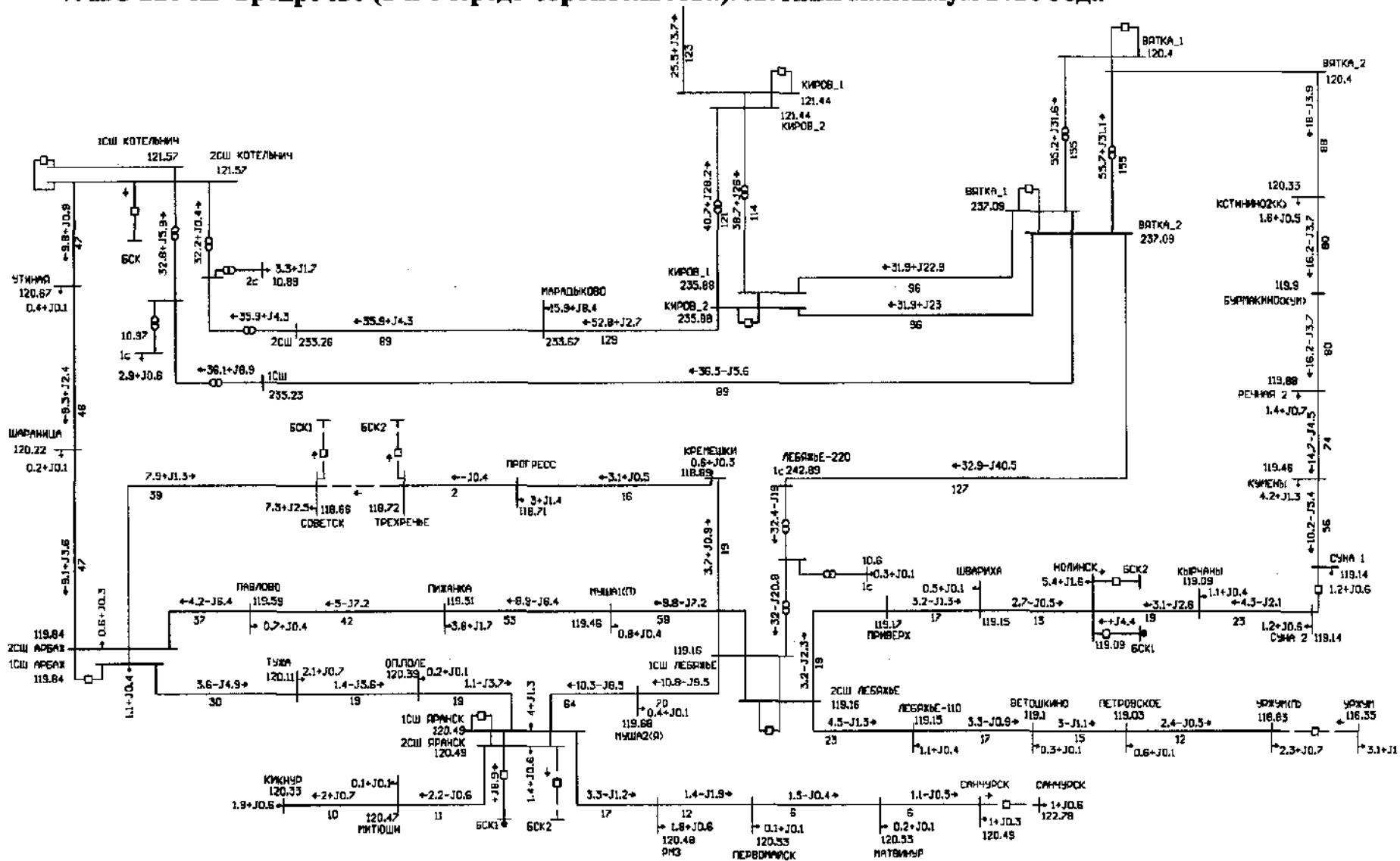
Примечание. Временная схема при строительстве ПС 110 кВ Трехречье. Нагрузка на ПС 110 кВ Трехречье. Для организации ремонтного режима включены по одной БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск и ПС 110 кВ Нолинск. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

6. ПС 110 кВ Трехречье (1-я очередь строительства). Зимний максимум 2020 года



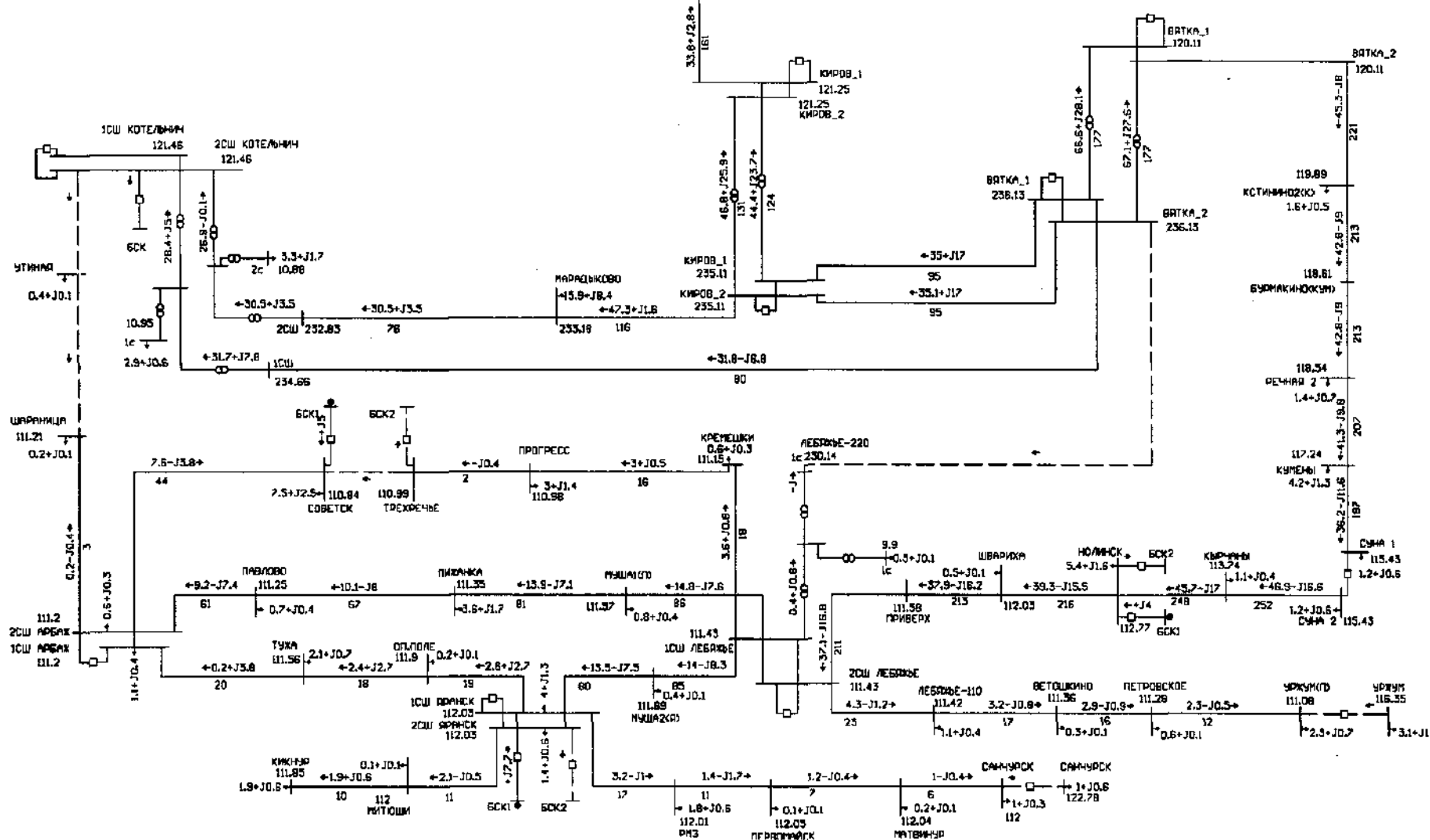
Примечание. Временная схема при строительстве ПС 110 кВ Трехречье. Нагрузка на ПС 110 кВ Трехречье. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Суна – Кырчаны. Для повышения уровня напряжений включены по две БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск и ПС 110 кВ Нолинск, одна БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Трехречье. Перенесена точка раздела: ПС 110 кВ Уржум, ПС 110 кВ Петровское и ПС 110 кВ Ветошкино (суммарно 4,5 МВт) питаются от Марийской энергосистемы. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

7. ПС 110 кВ Трехречье (1-я очередь строительства). Летний максимум 2020 года



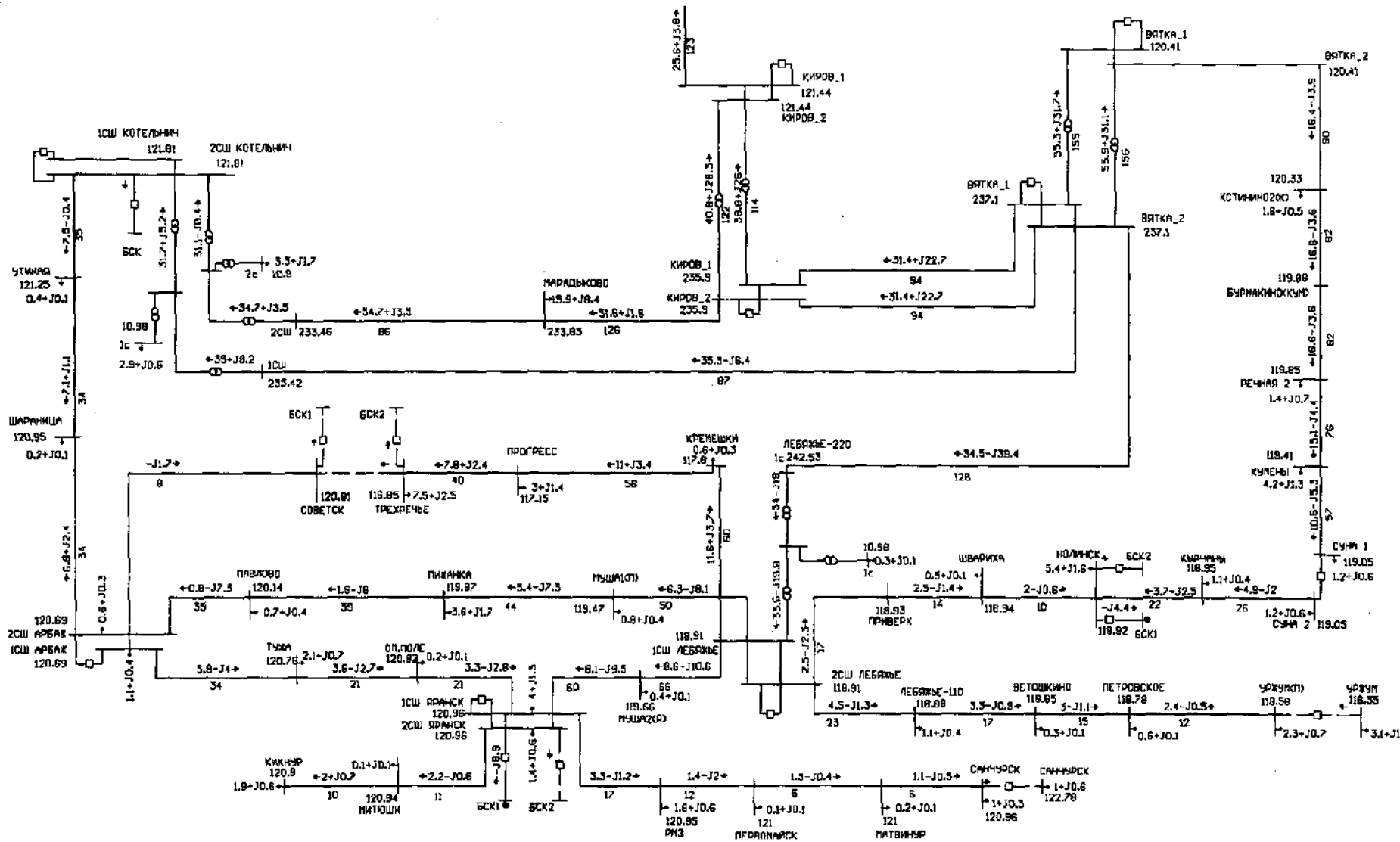
Примечание. Временная схема при строительстве ПС 110 кВ Трехречье. Нагрузка на ПС 110 кВ Советск. Для ремонтного режима включены по одной БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск и ПС 110 кВ Нолинск. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

8. ПС 110 кВ Трехречье (1-я очередь строительства). Летний максимум 2020 года



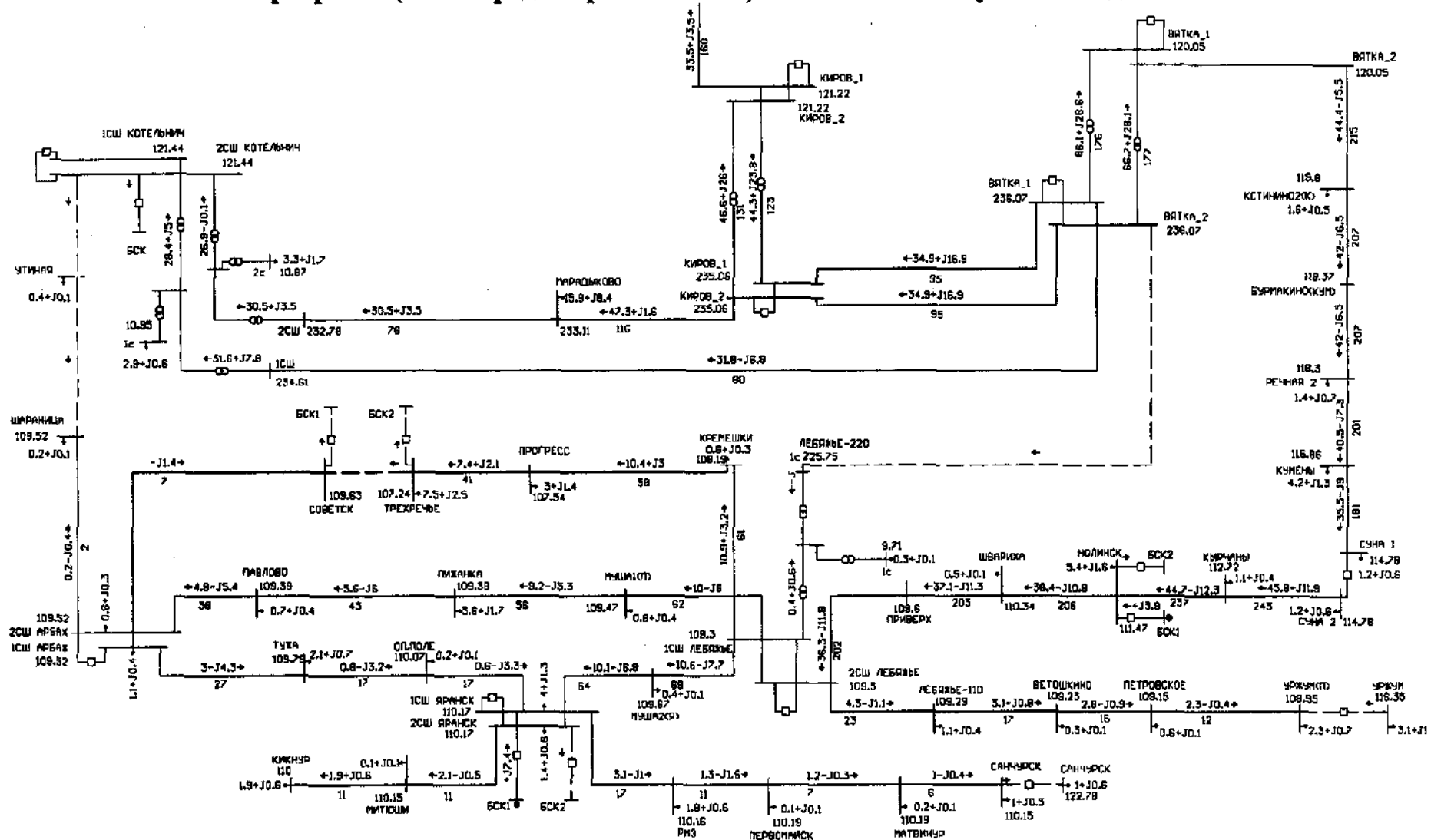
Примечание. Временная схема при строительстве ПС 110 кВ Трехречье. Нагрузка на ПС 110 кВ Советск. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебязье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утинная. Для повышения уровня напряжений включены по одной БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Нолинск, ПС 110 кВ Советск. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

10. ПС 110 кВ Трехречье (1-я очередь строительства). Летний максимум 2020 года



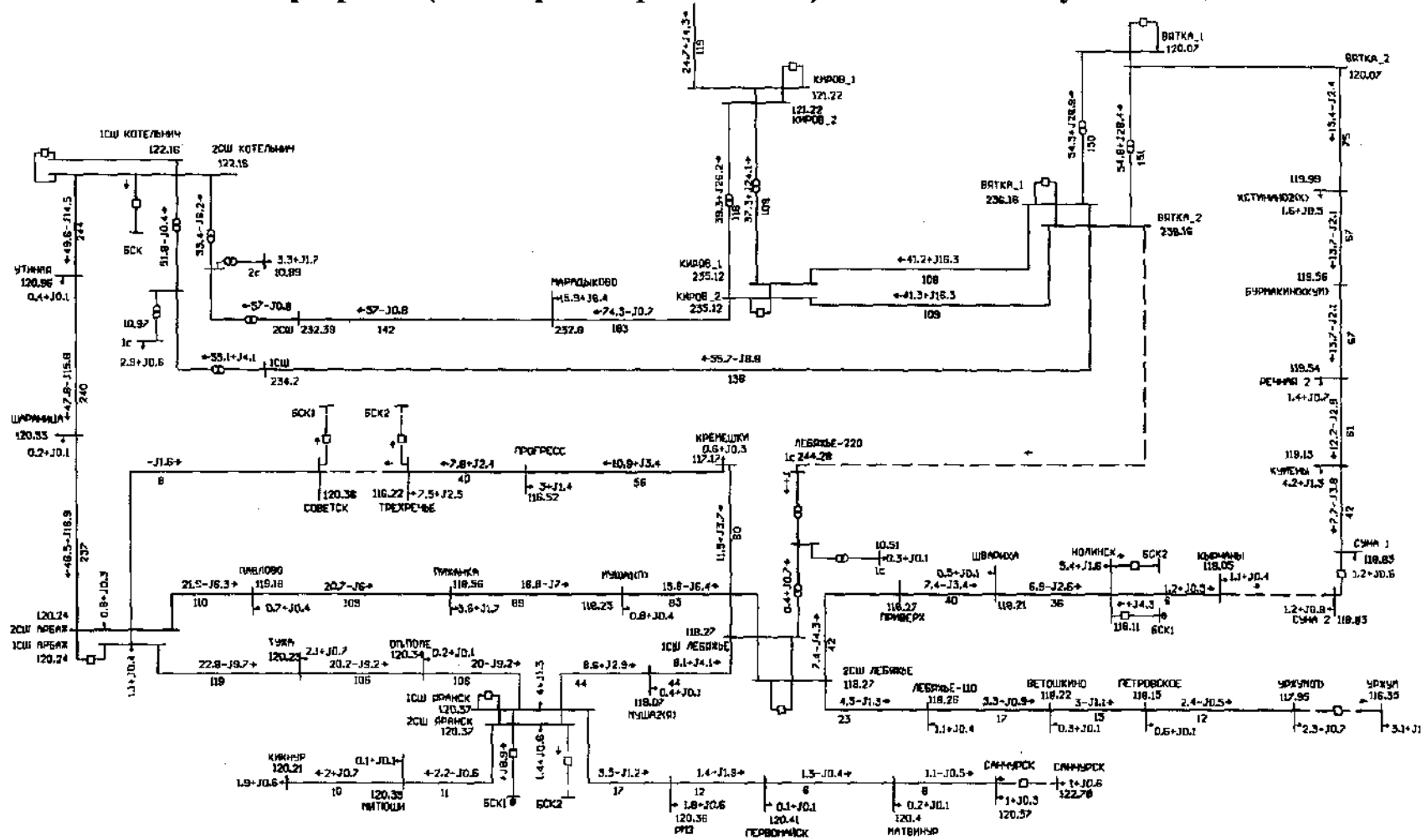
Примечание. Временная схема при строительстве ПС 110 кВ Трехречье. Нагрузка на ПС 110 кВ Трехречье. Для ремонтного режима включены по одной БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск и ПС 110 кВ Нолинск. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

11. ПС 110 кВ Трехречье (1-я очередь строительства). Летний максимум 2020 года



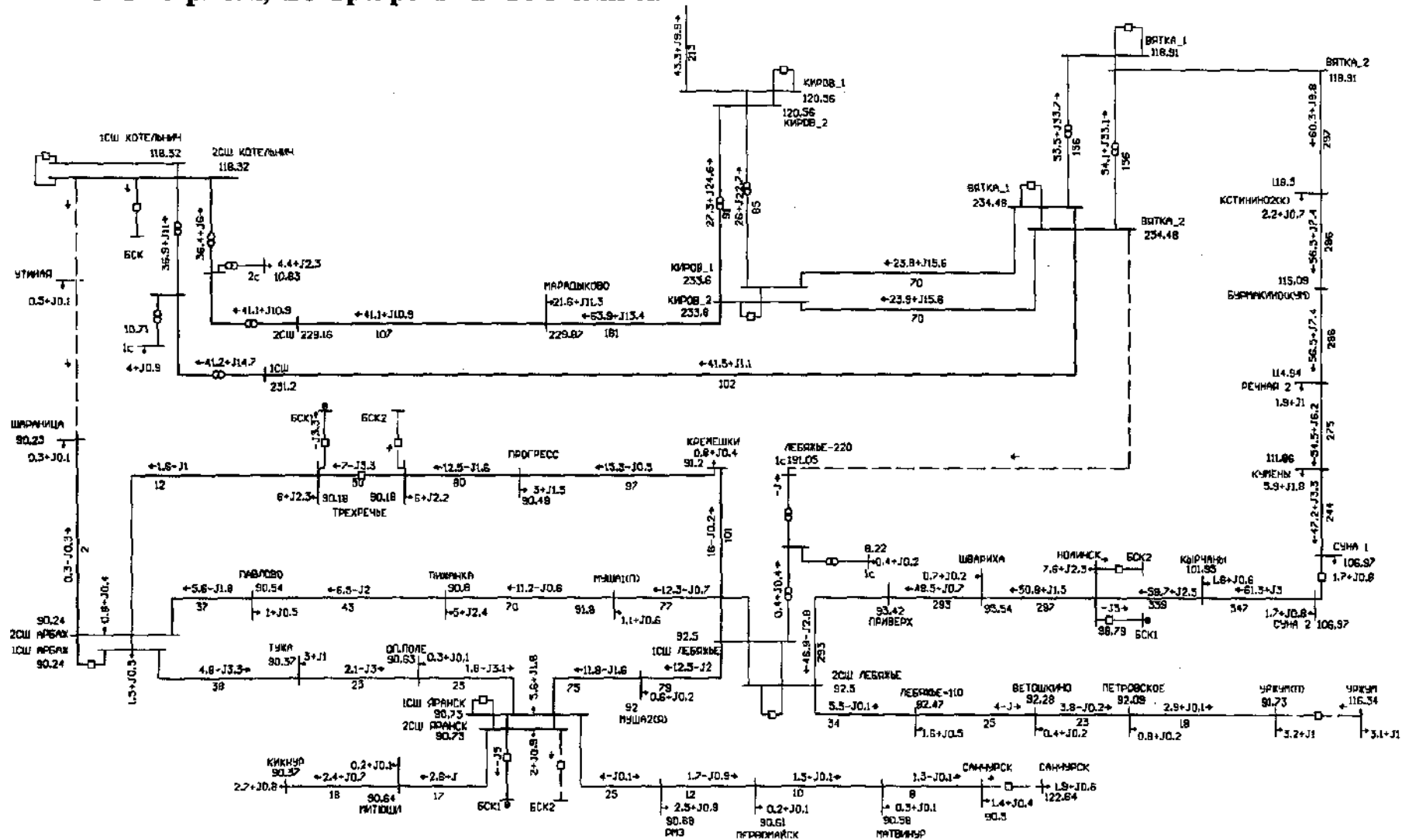
Примечание. Временная схема при строительстве ПС 110 кВ Трехречье. Нагрузка на ПС 110 кВ Трехречье. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная. Для повышения уровня напряжений включены по одной БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск и ПС 110 кВ Нолинск. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

12. ПС 110 кВ Трехречье (1-я очередь строительства). Летний максимум 2020 года



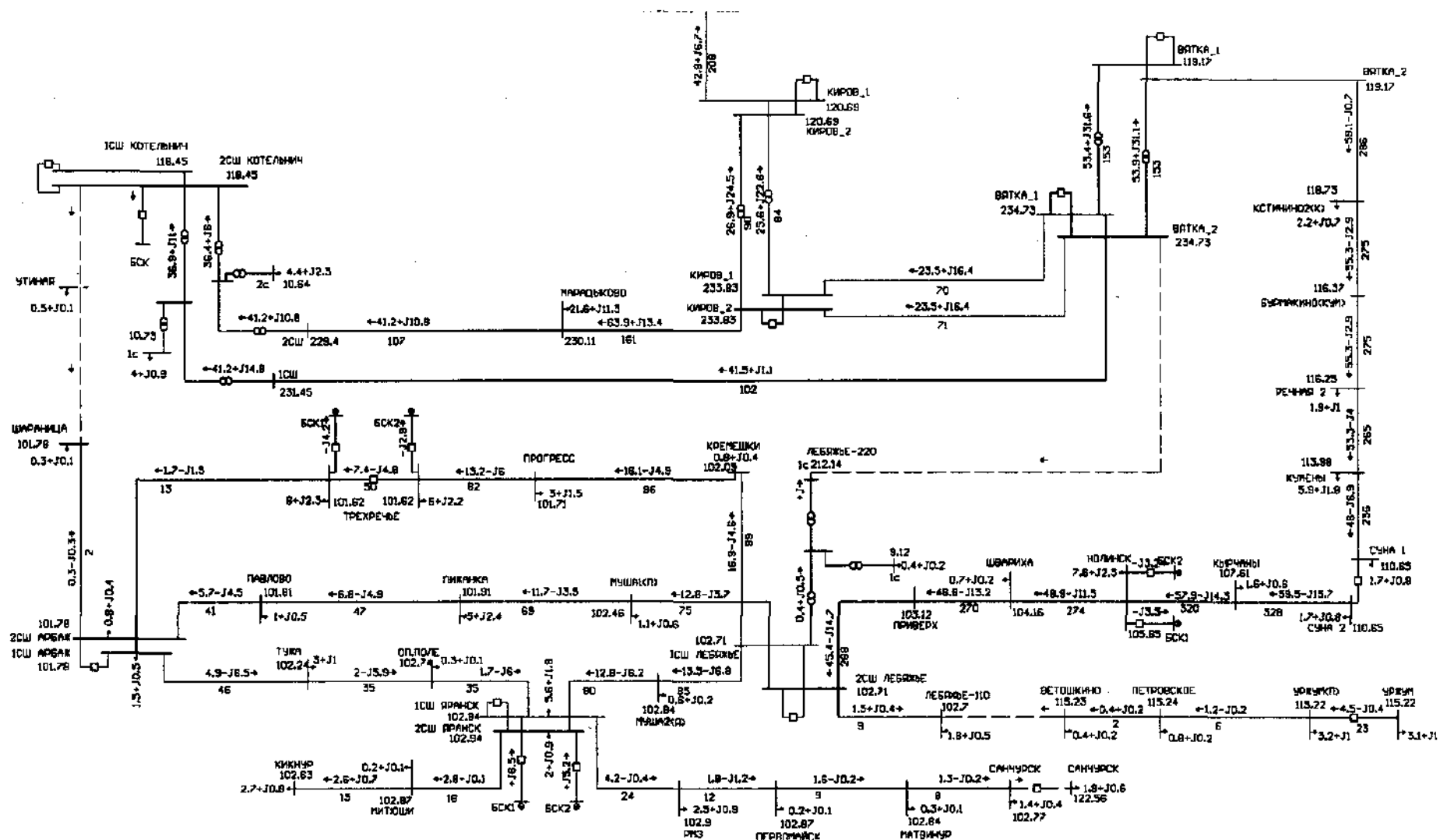
Примечание. Временная схема при строительстве ПС 110 кВ Трехречье. Нагрузка на ПС 110 кВ Трехречье. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебязье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Суна – Кырчаны. Для повышения уровня напряжений включены по одной БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск и ПС 110 кВ Нолинск. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

2. ПС 110 кВ Трехречье. Зимний максимум 2020 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная. Для ремонтного режима включены по одной БСК 10 кВ на ПСВ Яранск, ПС Трехречье и ПС Нолинск



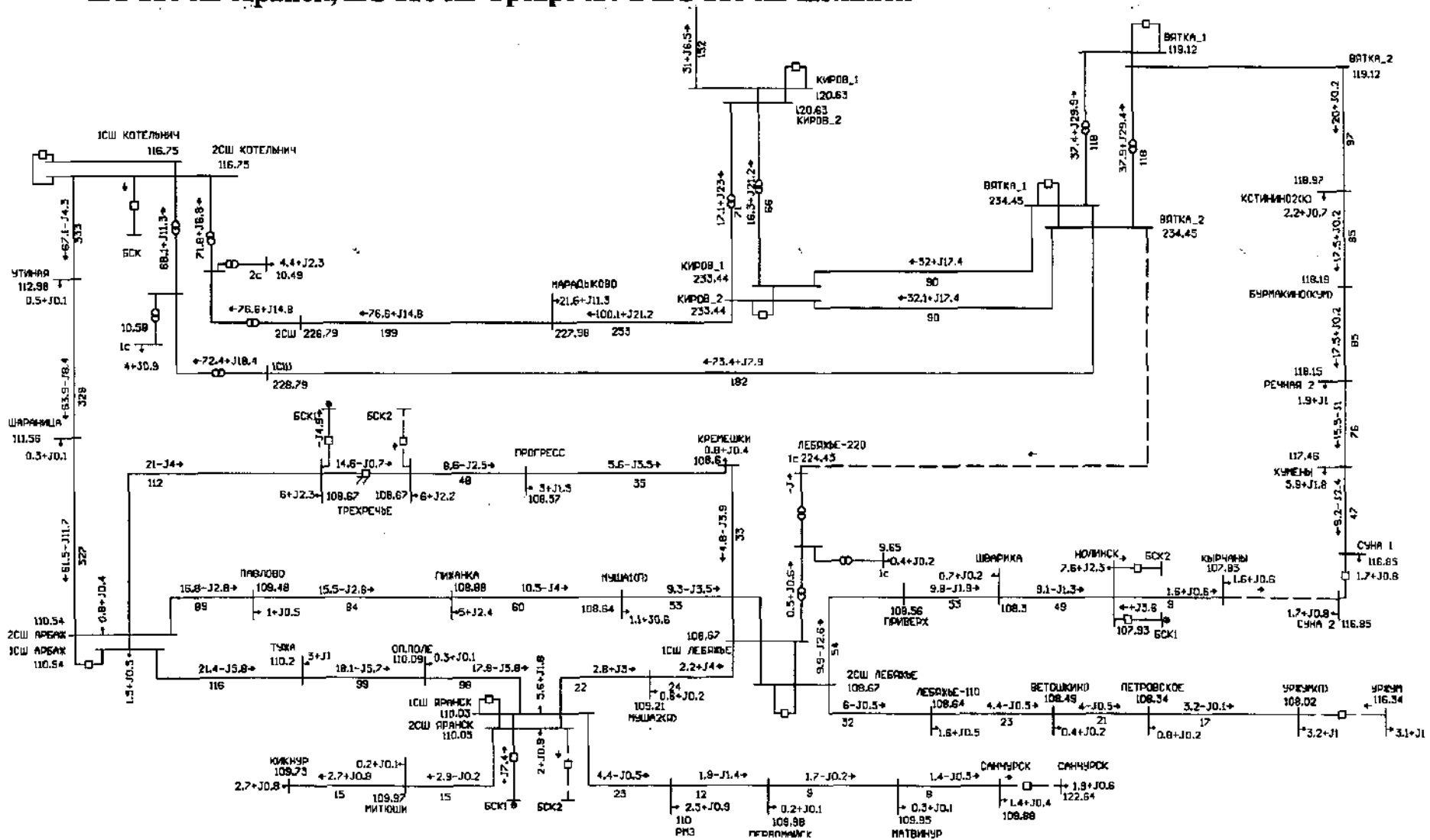
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения не произошло. Уровни напряжения снижены, но выше уставок АОСН ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Арбаж и ПС 220 кВ Лебяжье.

3. ПС 110 кВ Трехречье. Зимний максимум 2020 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная



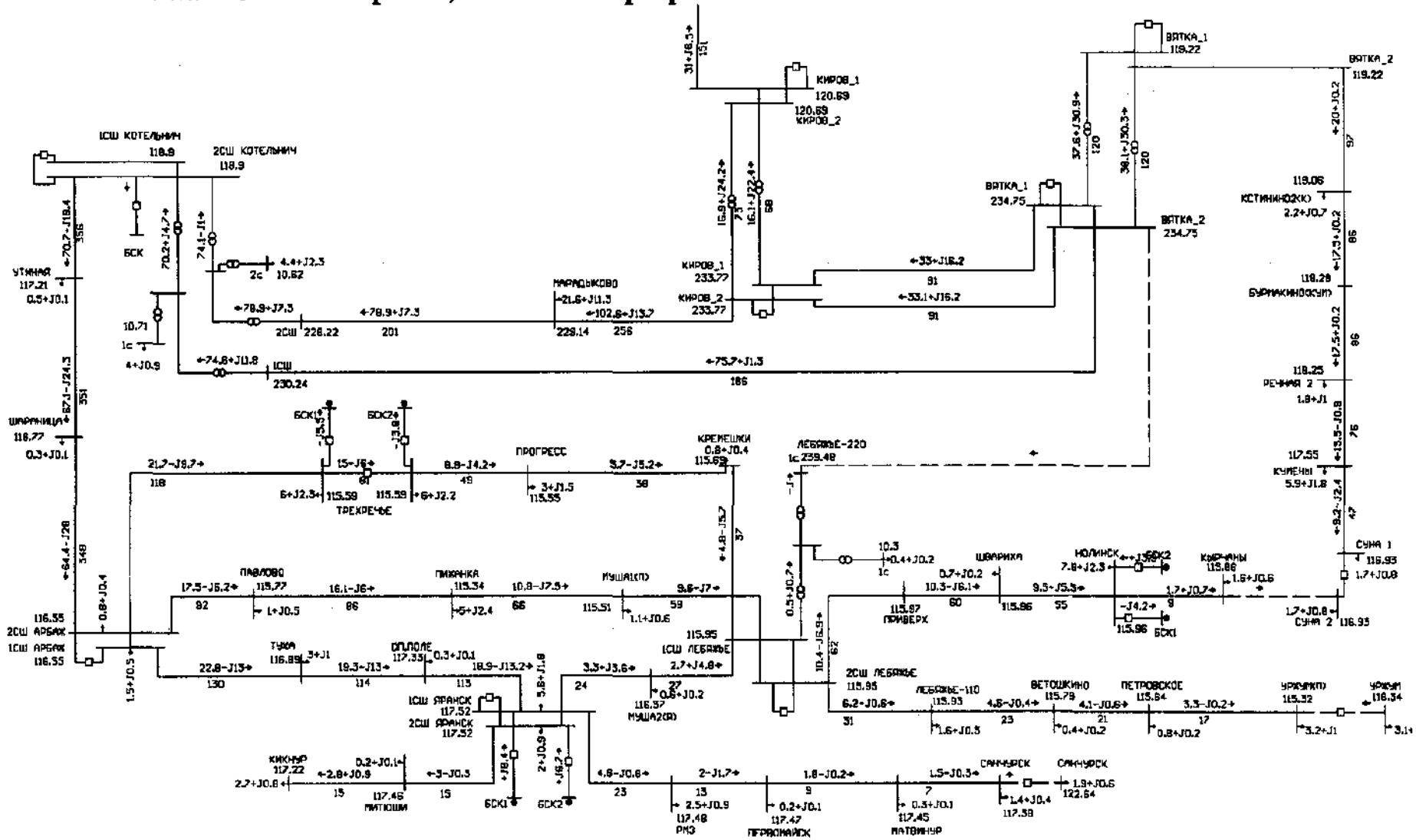
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования не произошло, недопустимого снижения уровней напряжения не произошло. Для увеличения уровней напряжения включены по две БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Трехречье и ПС 110 кВ Нолинск, дополнительно перенесена точка раздела. ПС 110 кВ Уржум, ПС 110 кВ Петровское и ПС 110 кВ Ветошкино с суммарной нагрузкой 4,5 МВт питаются от Марийской энергосистемы.

4. ПС 110 кВ Трехречье. Зимний максимум 2020 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Суна – Кырчаны. Для ремонтного режима включены по одной БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Трехречье и ПС 110 кВ Нолинск



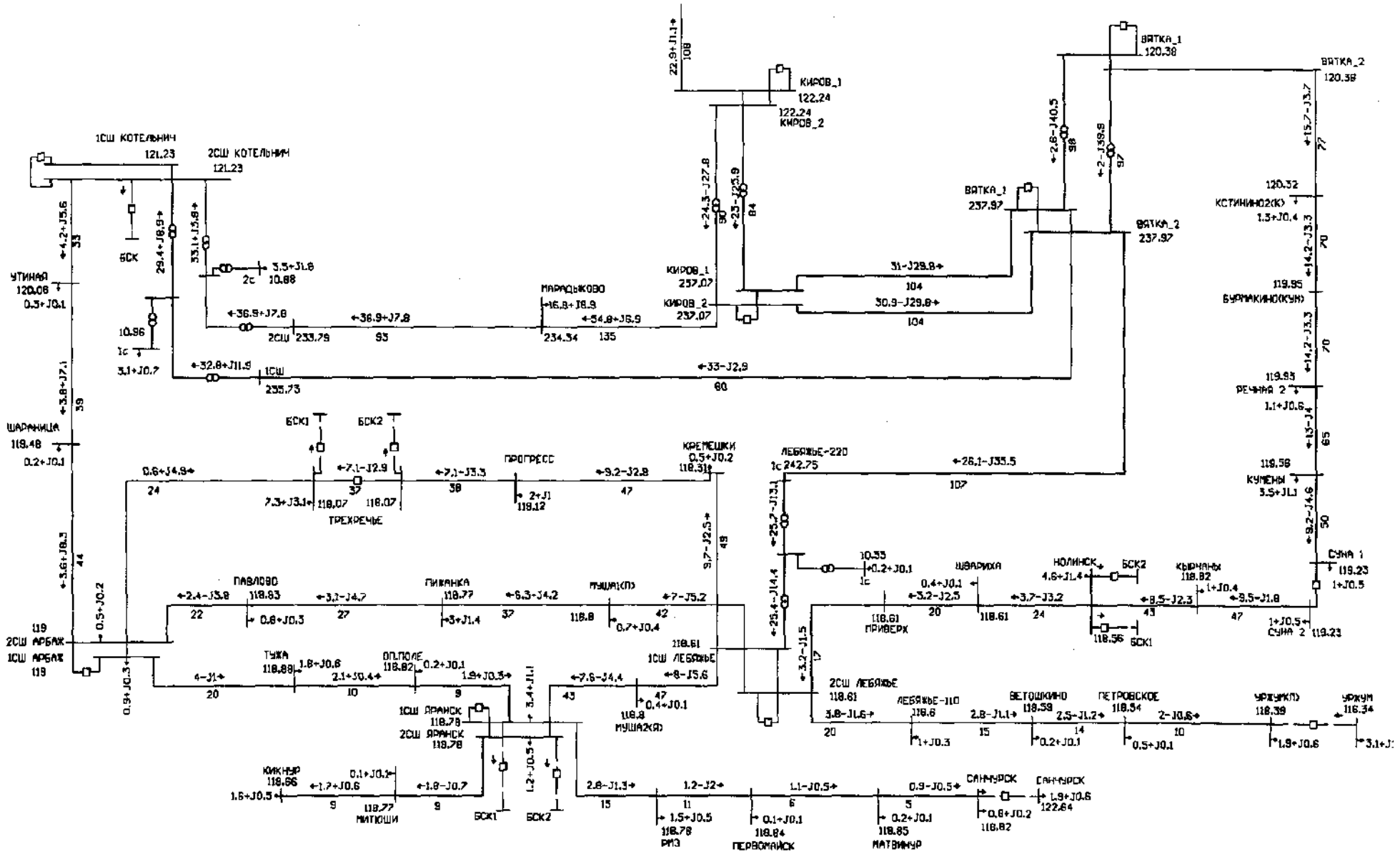
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения не произошло. Уровни напряжения снижены на ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Арбаж и ПС 220 кВ Лебяжье.

5. ПС 110 кВ Трехречье. Зимний максимум 2020 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Суна – Кырчаны. Для повышения уровней напряжения включены по две БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Трехречье и ПС 110 кВ Нолинск

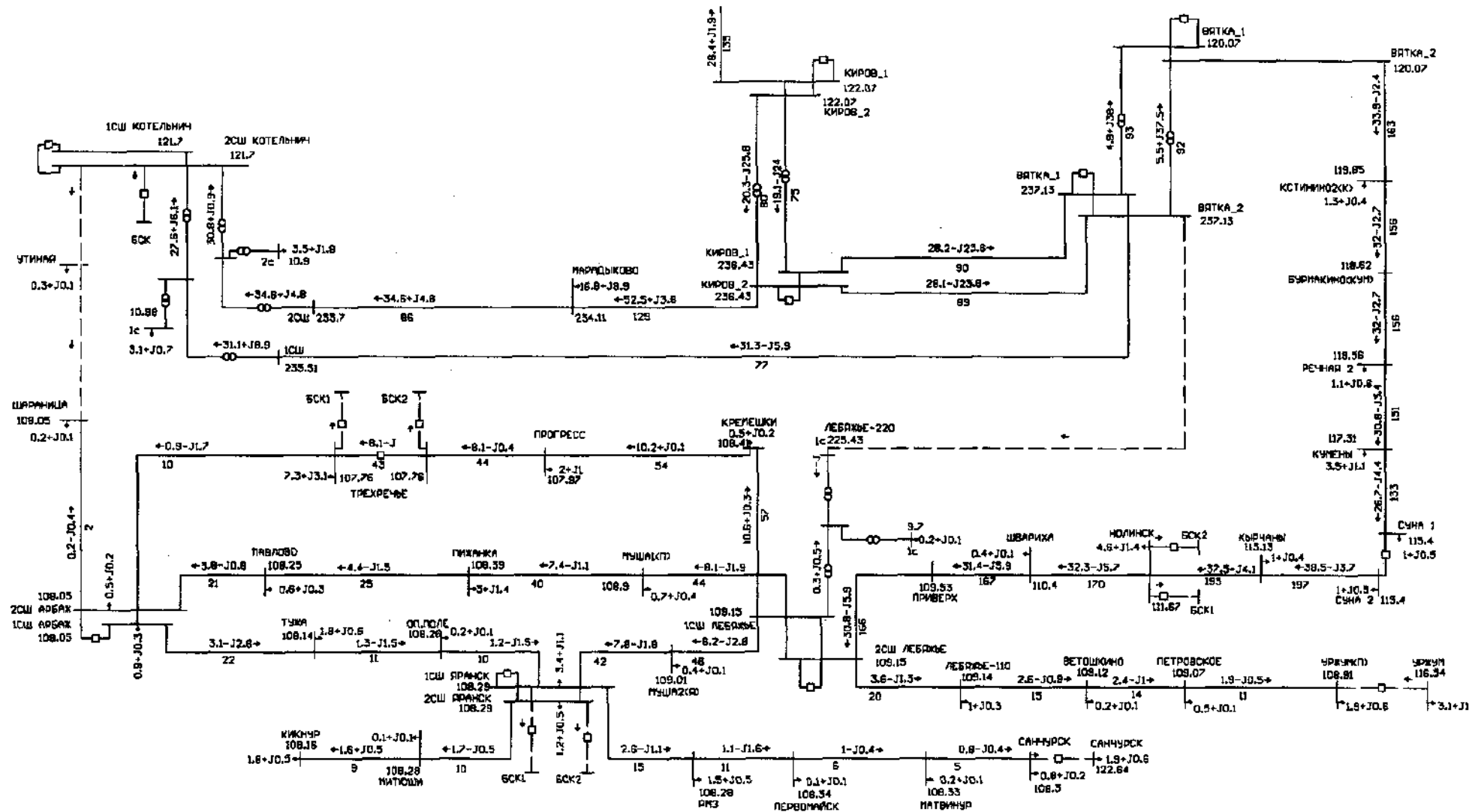


Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения не произошло.

6. ПС 110 кВ Трехречье. Зимний минимум 2020 года. Нормальная схема

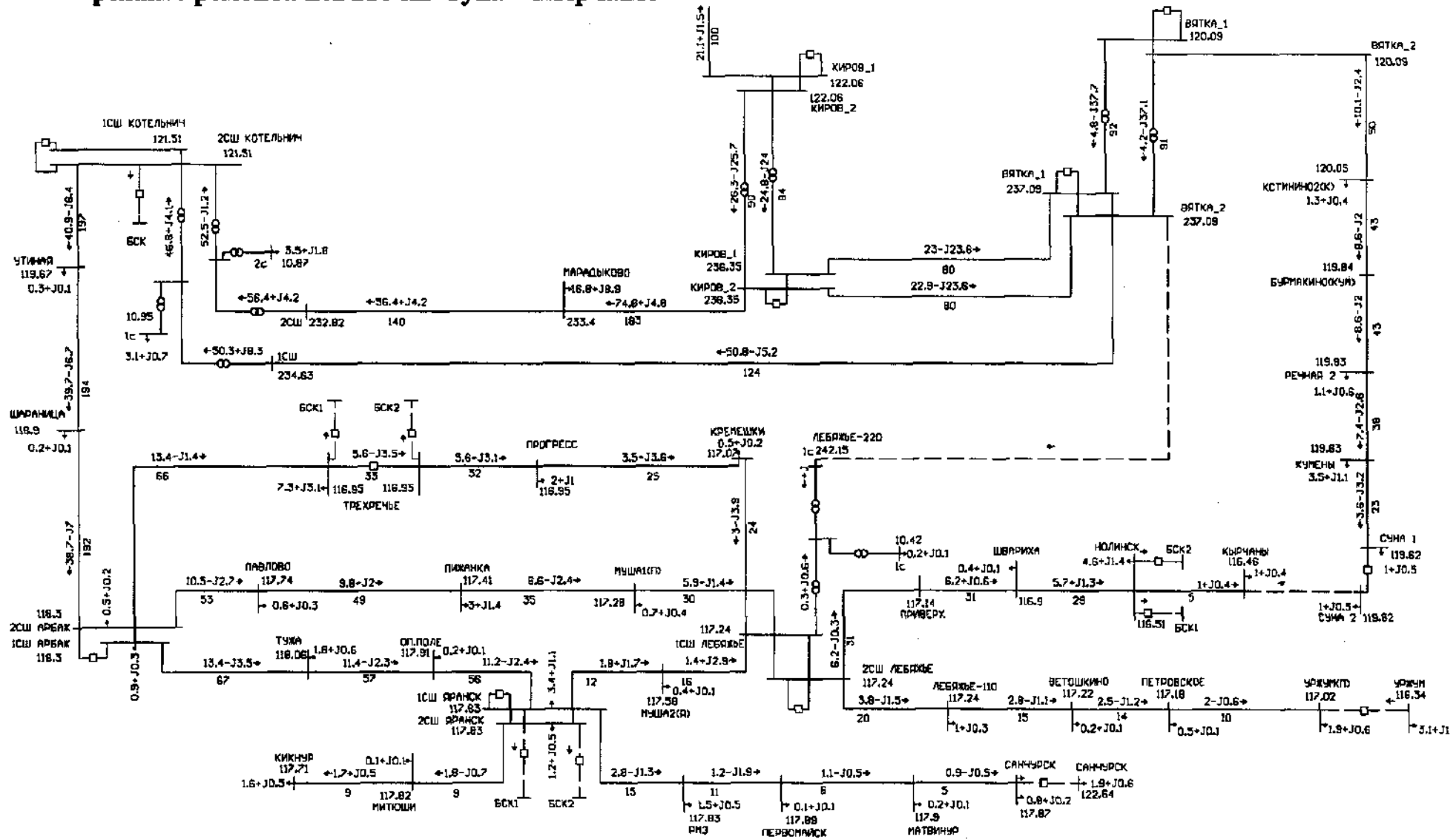


7. ПС 110 кВ Трехречье. Зимний минимум 2020 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная



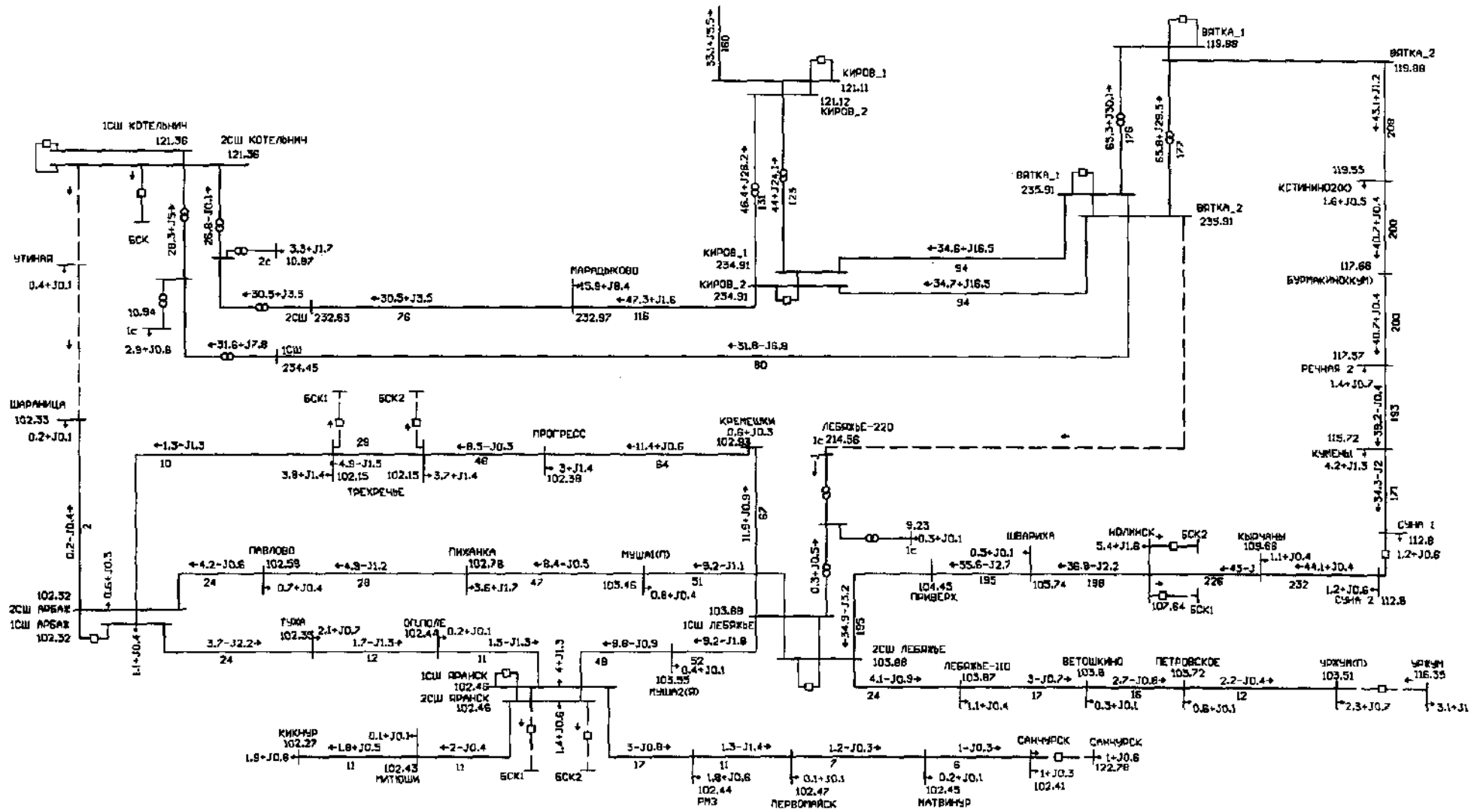
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения не произошло. Уровни напряжения минимально снижены до 108 кВ.

8. ПС 110 кВ Трехречье. Зимний минимум 2020 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Суна – Кырчаны



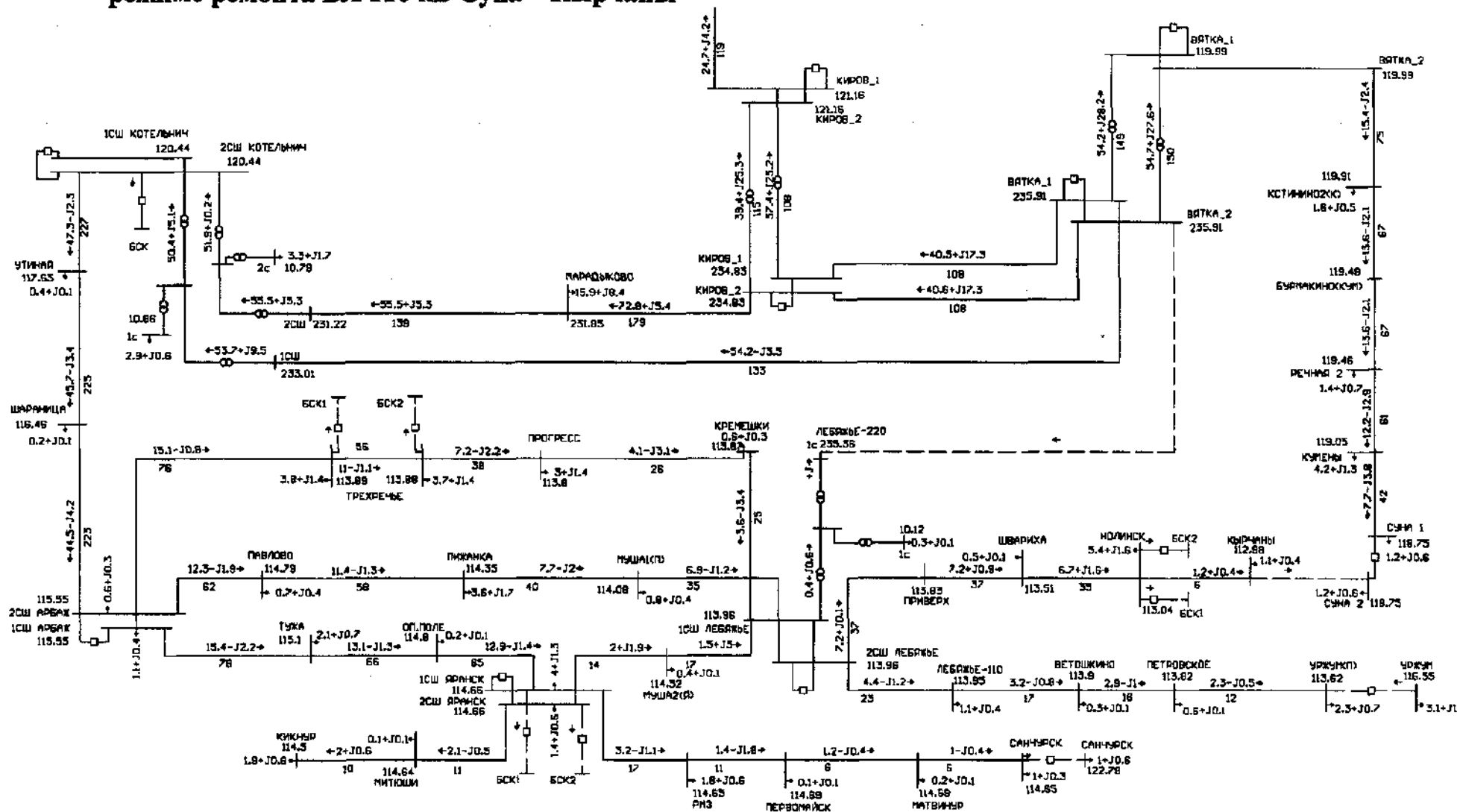
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения не произошло.

10. ПС 110 кВ Трехречье. Летний максимум 2020 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утинная



Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения не произошло.

11. ПС 110 кВ Трехречье. Летний максимум 2020 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Суна – Кырчаны



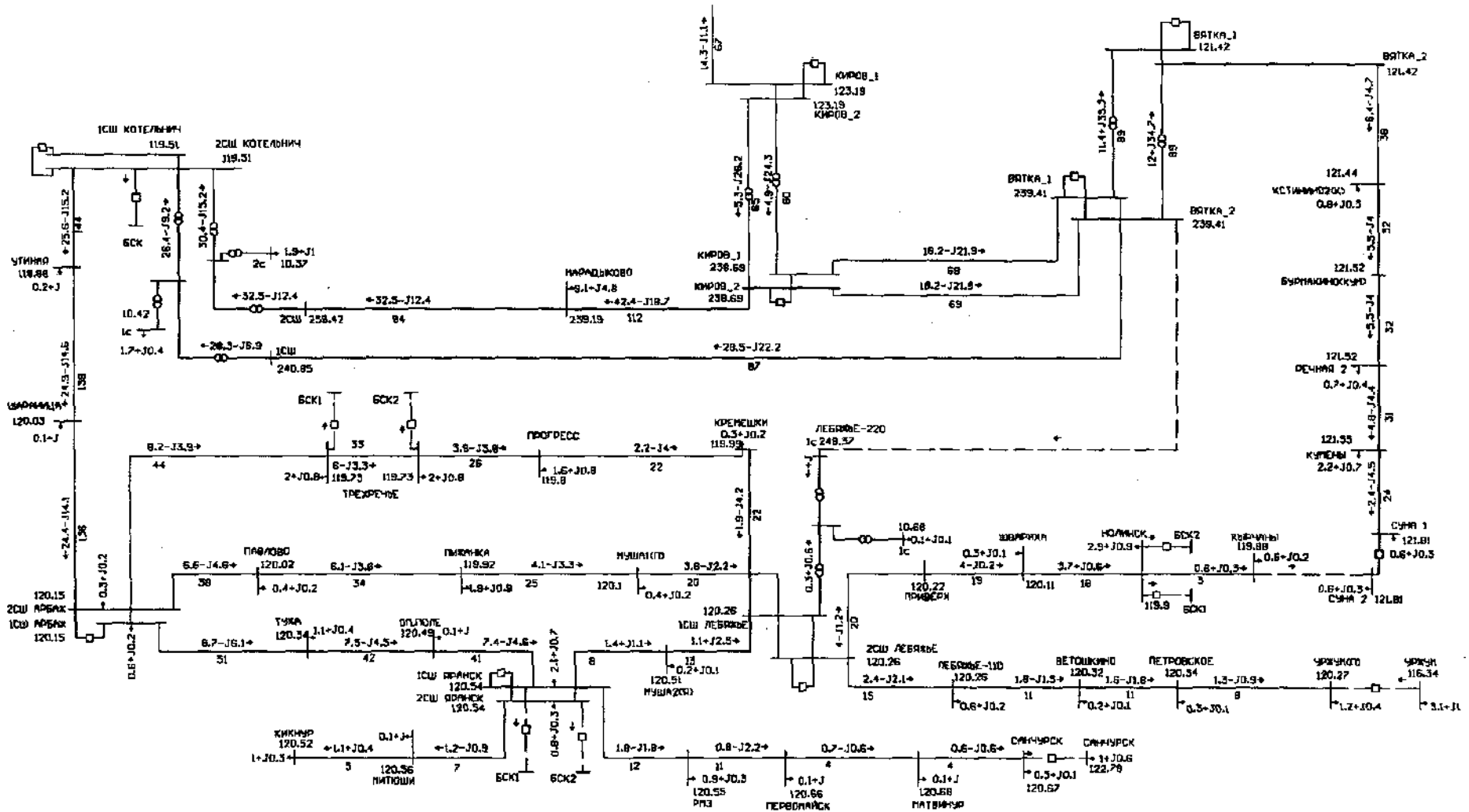
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения не произошло.

13. ПС 110 кВ Трехречье. Летний минимум 2020 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебязье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная



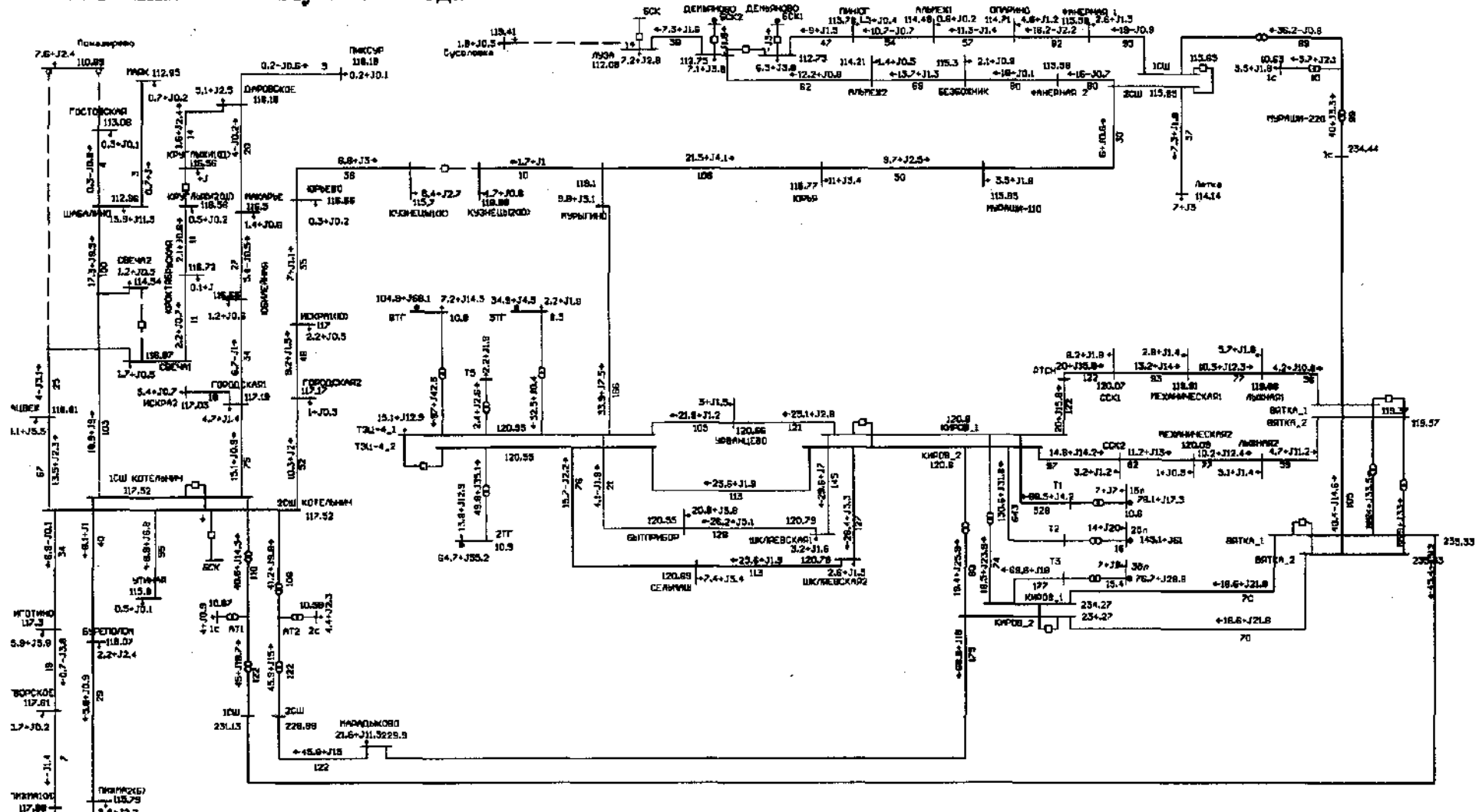
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения не произошло.

14. ПС 110 кВ Трехречье. Летний минимум 2020 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Суна – Кырчаны



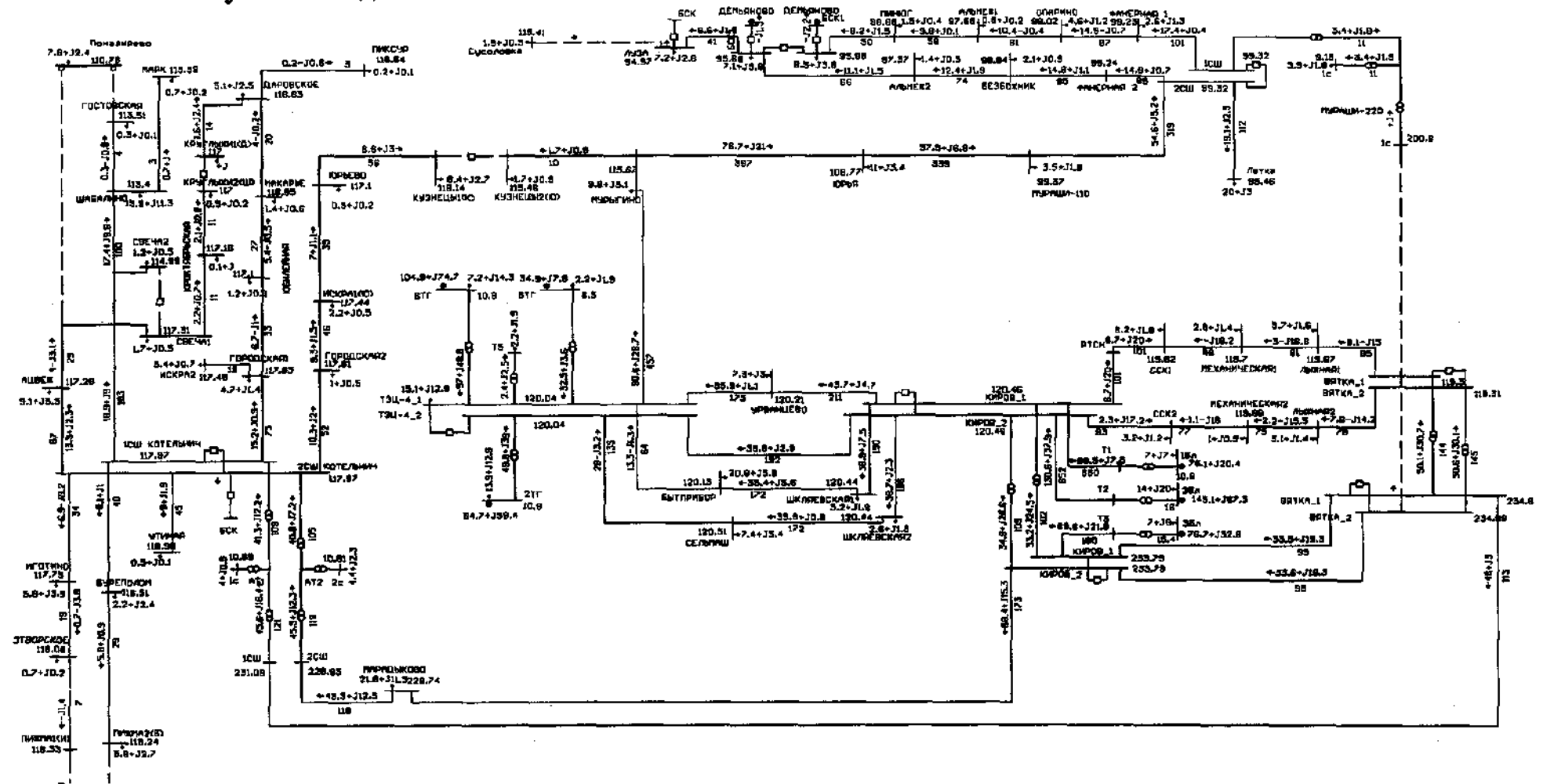
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения не произошло.

1. Зимний максимум 2020 года



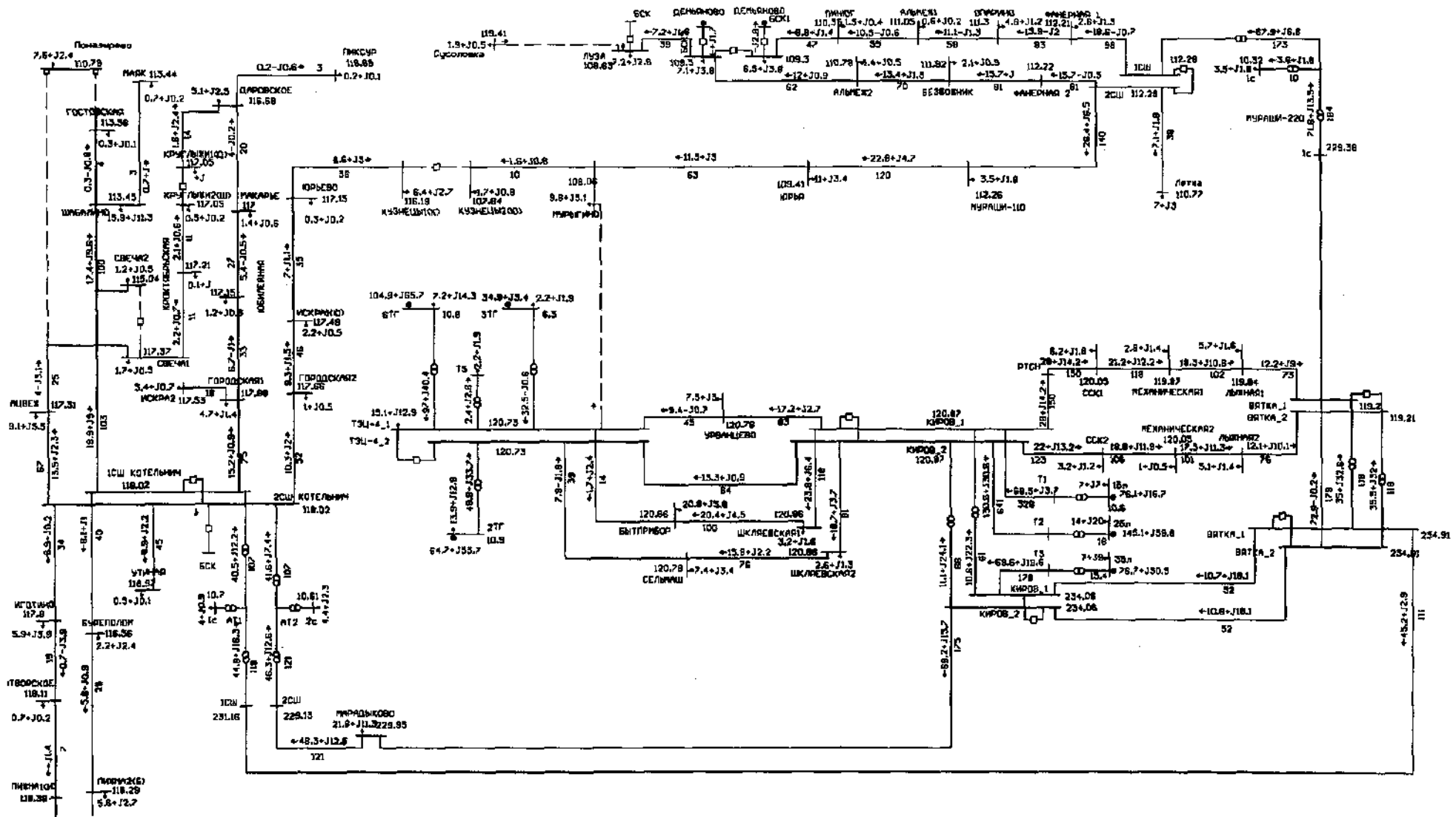
Примечание. ПС 110 кВ Мурытино включена по временной схеме (схема 110 кВ в расчетной модели не меняется). СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Нормальная схема.

3. Зимний максимум 2020 года



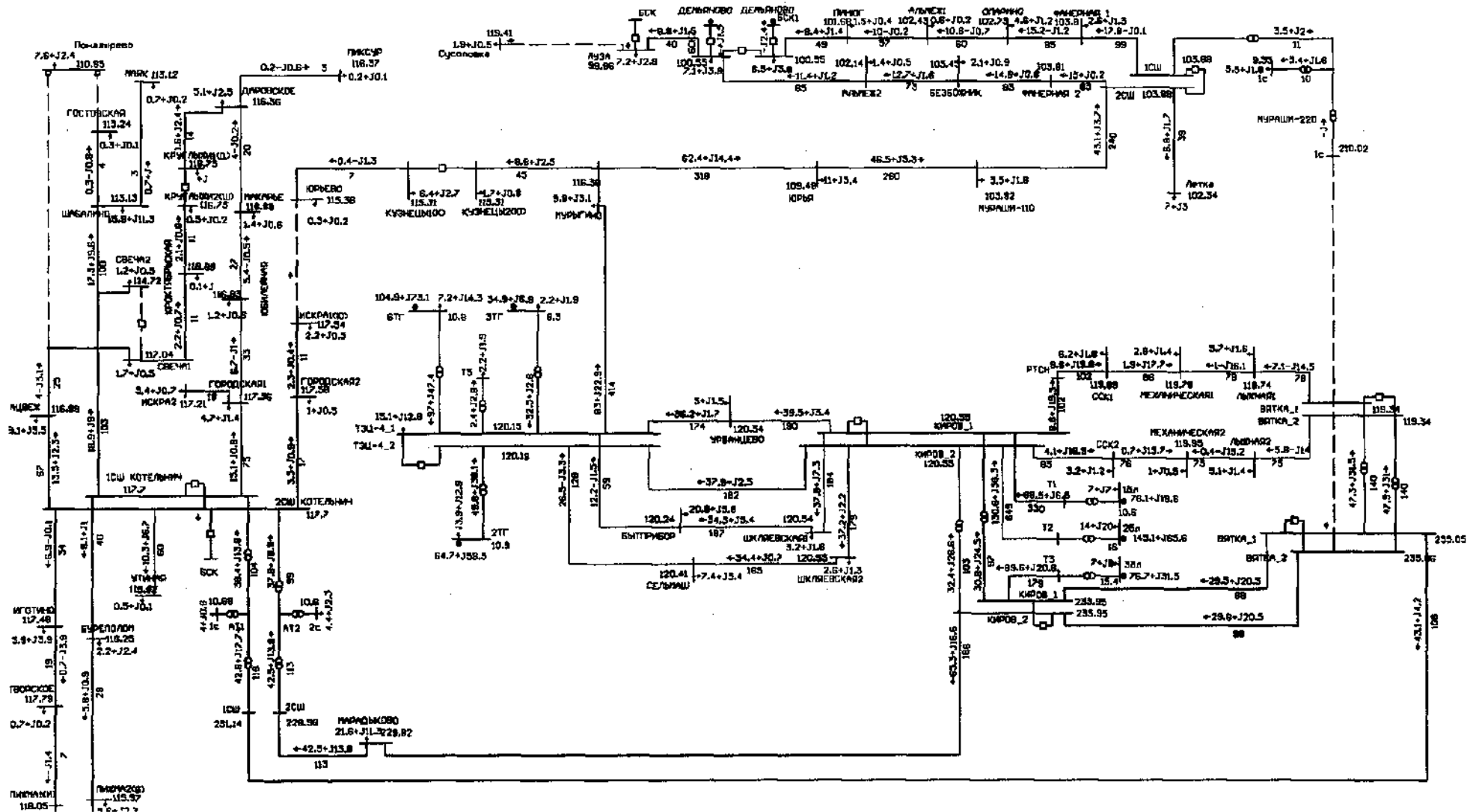
Примечание. ПС 110 кВ Мурыгино включена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. По ВЛ 110 кВ Мураши – Летка запитана дополнительная нагрузка (всего 20 МВт) энергосистемы Республики Коми. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет. При превышении перетока 50 МВт действием АНМ ВЛ 110кВ Юрья – Мураши с отпайкой на ПС Мураши, установленной на ПС 220 кВ Мураши, отключаются с запретом АПВ ВМ 110 кВ ВЛ Летка, ВМ 35 кВ 2Т, ф.10 кВ (7 МВт потребители Кировской энергосистемы, 20 МВт потребители энергосистемы Республики Коми).

4. Зимний максимум 2020 года



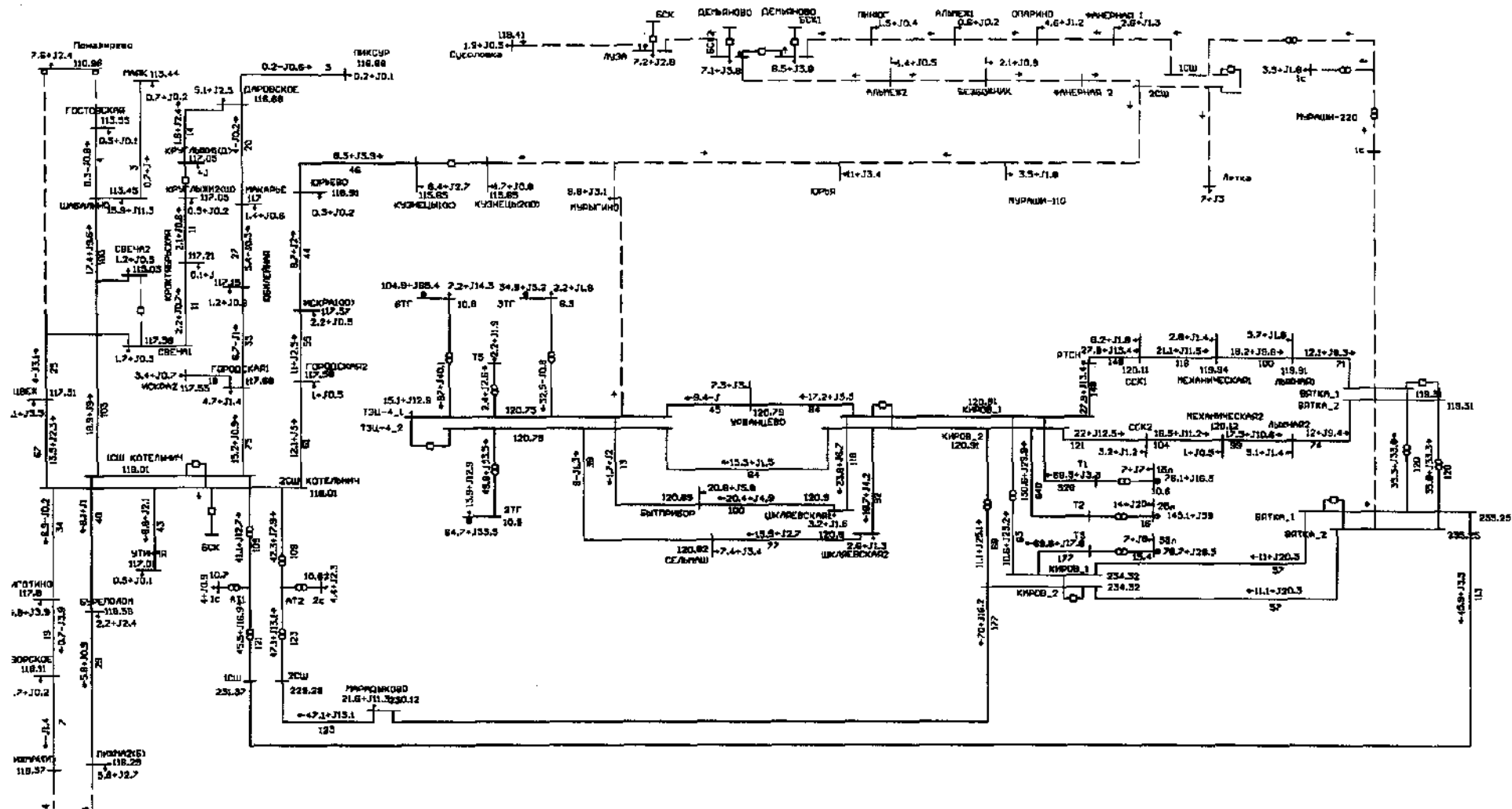
Примечание. ПС 110 кВ Мурыгино включена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

5. Зимний максимум 2020 года



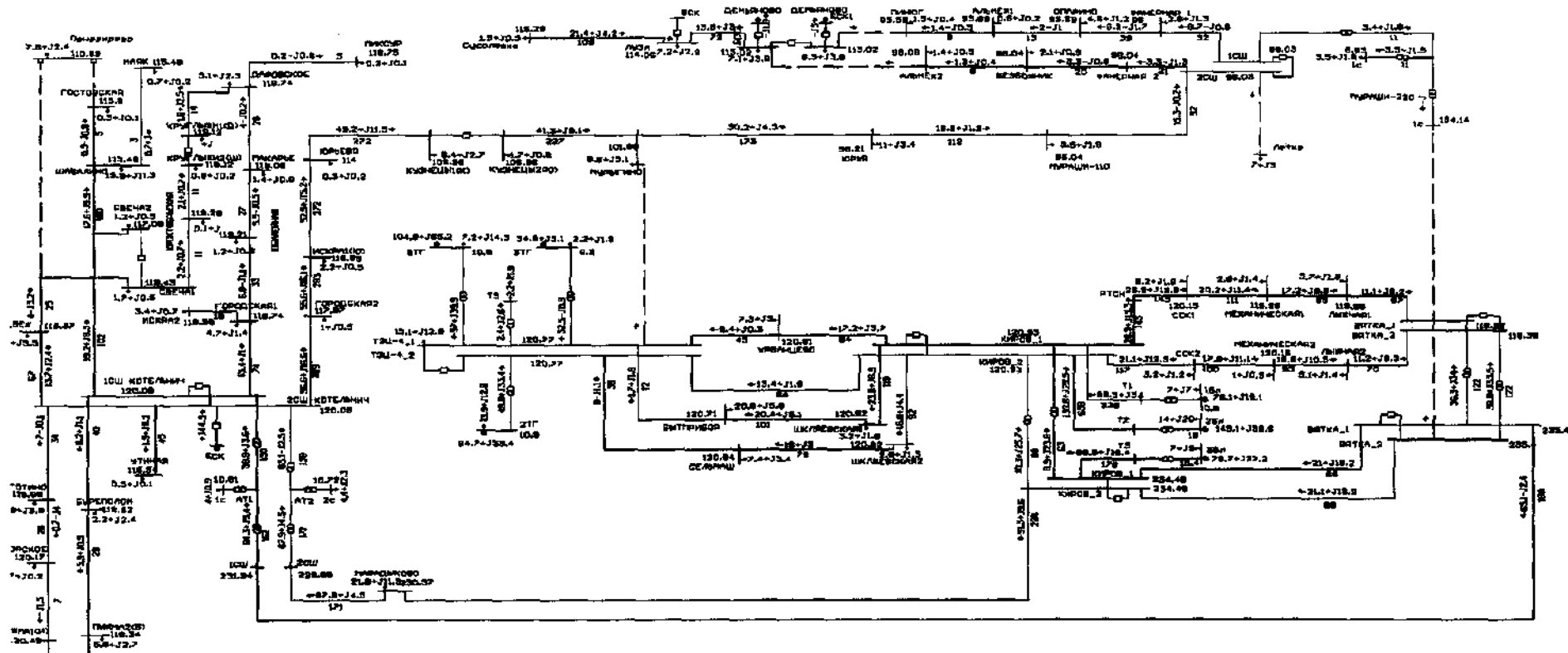
Примечание. ПС 110 кВ Мурыгино включена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы включен. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110кВ Котельнич – Юрьevo с отпайками. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

6. Зимний максимум 2020 года



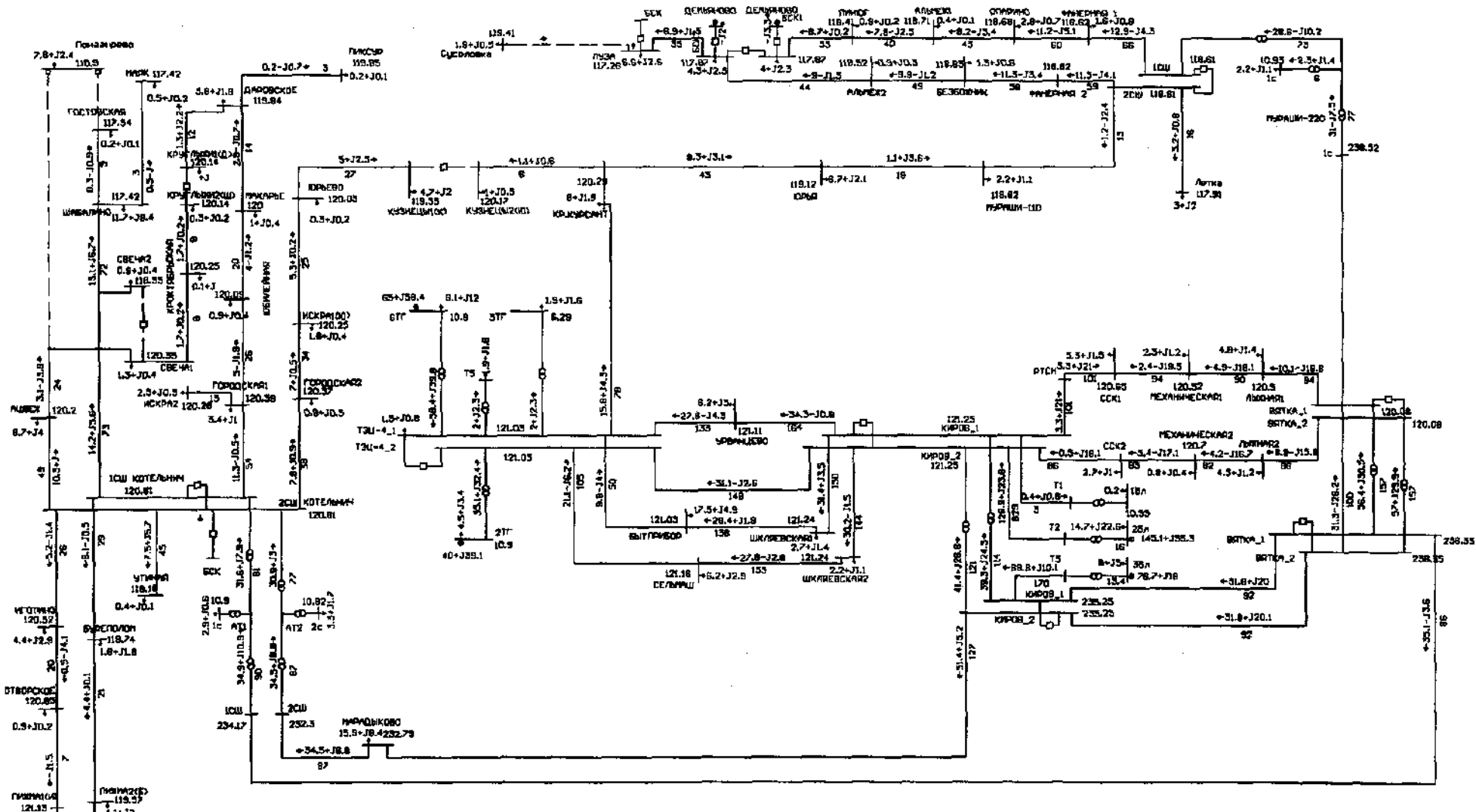
Примечание. ПС 110 кВ Мурыгино включена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино. Отключены ПС 110 кВ Пинаюг, ПС 110 кВ Альмеж, ПС 110 кВ Опарно, ПС 110 кВ Фанерная, ПС 110 кВ Безбожник, ПС 110 кВ Мураши, ПС 110 кВ Юрья, ПС 110 кВ Красный Курсант, ПС 220 кВ Мурашки (Суммарно 67 МВт потребители Кировской энергосистемы, 7 МВт потребители энергосистемы Республики Коми).

7. Зимний максимум 2020 года



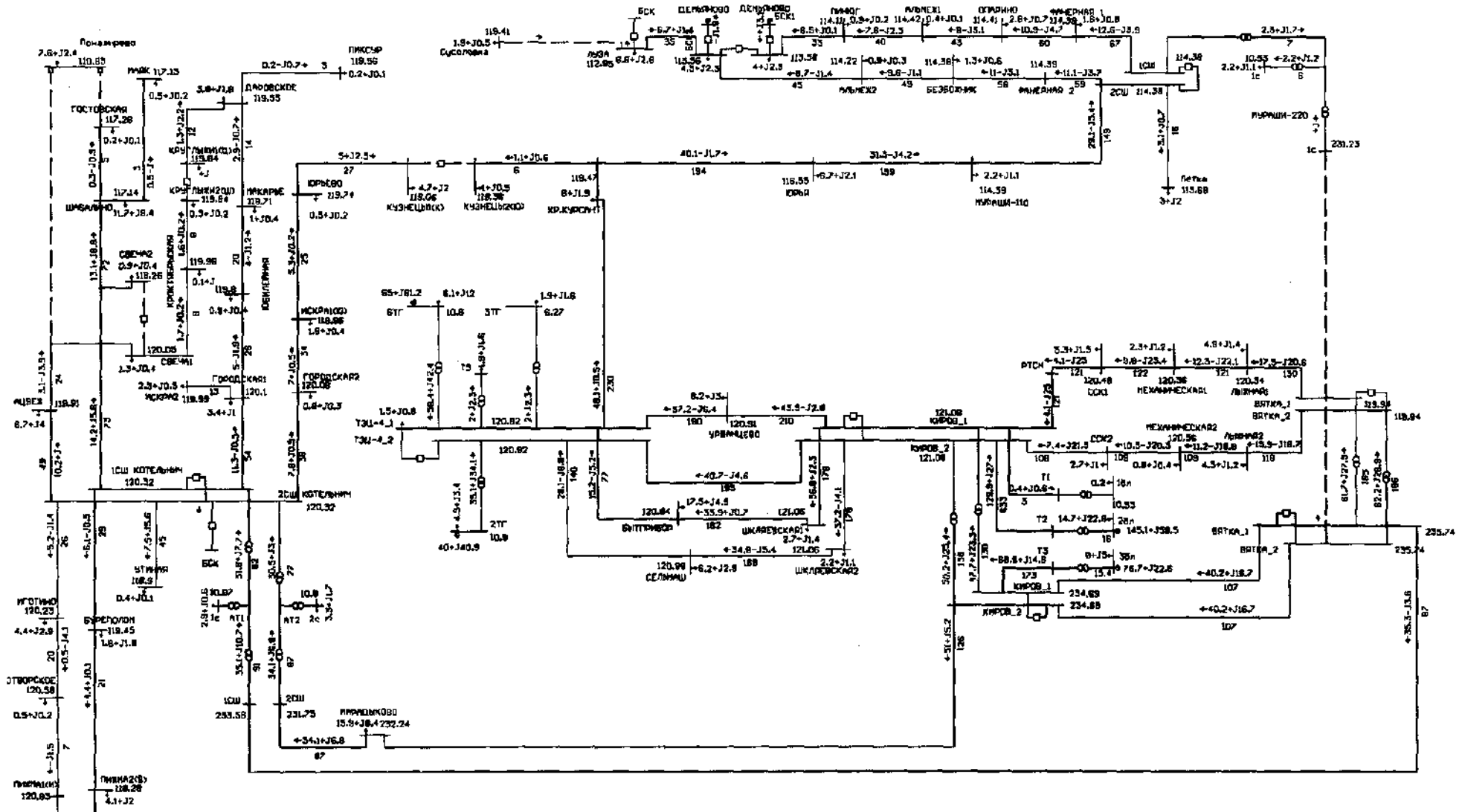
Примечание. ПС 110 кВ Мурыгино включена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино. По ВЛ 110 кВ Савватия – Сулоловка, ВЛ 110 кВ Луза – Сулоловка питается нагрузка потребителей ПС 110 кВ Луза, ПС 110 кВ Демьяново, при условии не превышения допустимой токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Савватия – Сулоловка 100 А (~18,5 МВт). Включен СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы. По ВЛ 110 кВ Котельнич – Юрьево с отпайками питается нагрузка потребителей ПС 110 кВ Пинюг, ПС 110 кВ Альмеж, ПС 110 кВ Опарино, ПС 110 кВ Фанерная, ПС 110 кВ Безбожник, ПС 110 кВ Мураши, ПС 110 кВ Юрья, ПС 110 кВ Красный Курсант, ПС 220 кВ Мураши (суммарно 56,6 МВт). Остаются отключенными потребители Республики Коми суммарно 7 МВт, могут быть включены со стороны ПС 220 кВ Сыктывкар. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

8. Летний максимум 2020 года



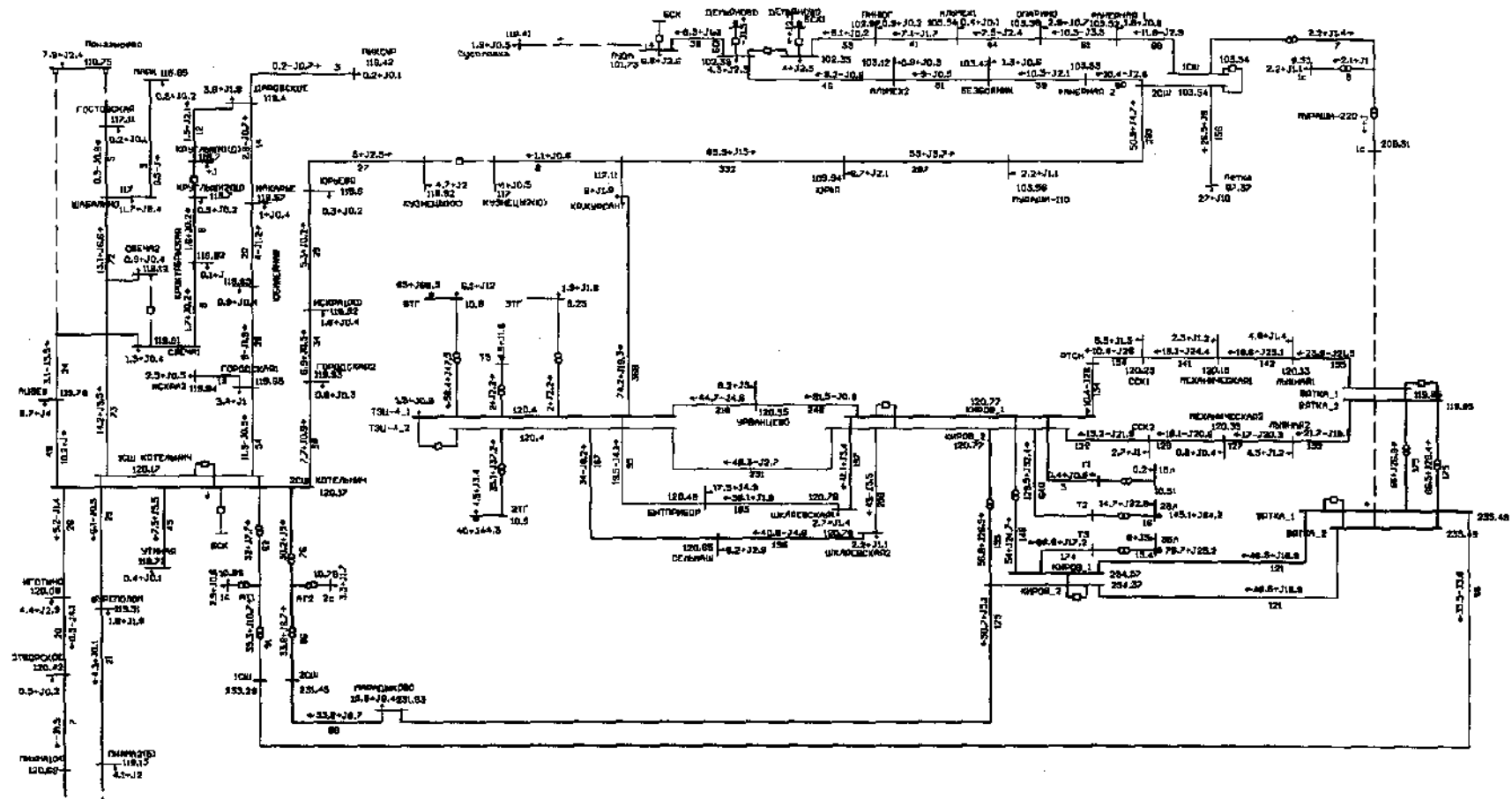
Примечание. ПС 110 кВ Мурыгино включена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Нормальная схема.

9. Летний максимум 2020 года



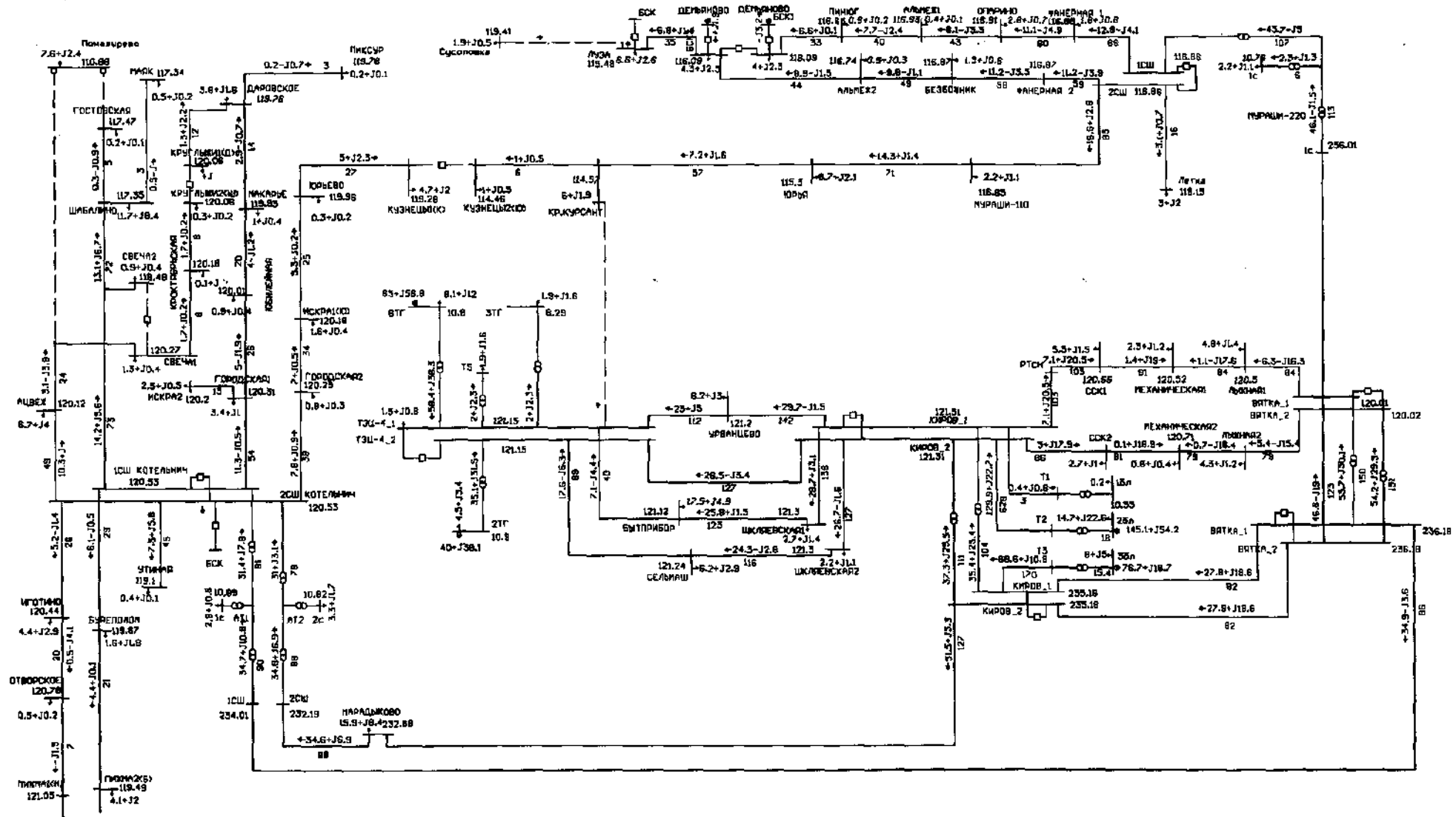
Примечание. ПС 110 кВ Мурыгино включена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

10. Летний максимум 2020 года



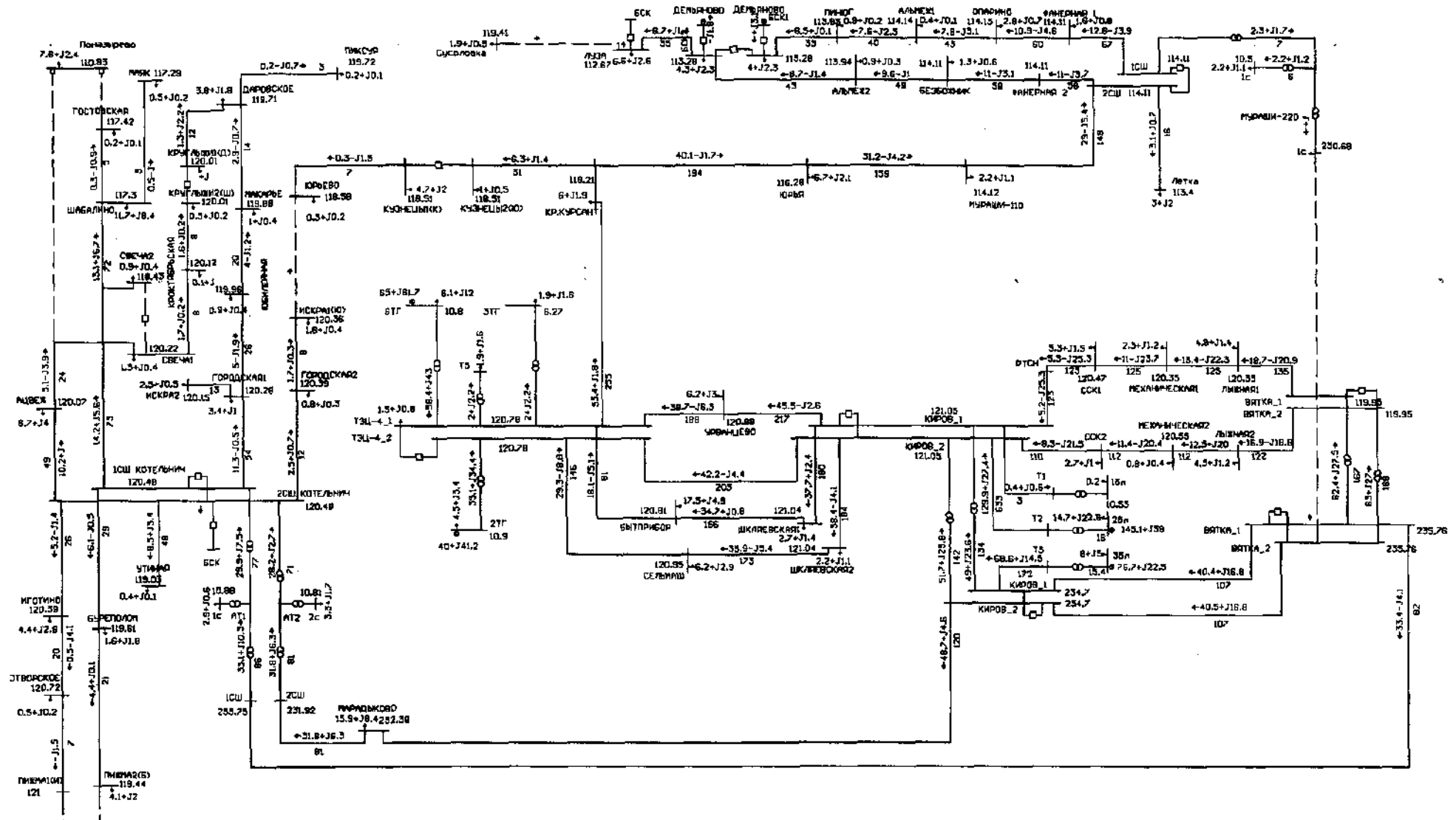
Примечание. ПС 110 кВ Мурыгино включена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен По ВЛ 110кВ Мураши – Летка запитана дополнительная нагрузка (всего 27 МВт) энергосистемы Республики Коми. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет. При превышении перетока 50 МВт действием АНМ ВЛ 110кВ Юрья – Мураши с отпайкой на ПС Мураши, установленной на ПС 220 кВ Мураши, отключаются с запретом АПВ ВМ 110 кВ ВЛ Летка, ВМ 35 кВ 2Т, ф.10 кВ (7 МВт потребители Кировской энергосистемы, 27 МВт потребители энергосистемы Республики Коми).

11. Летний максимум 2020 года



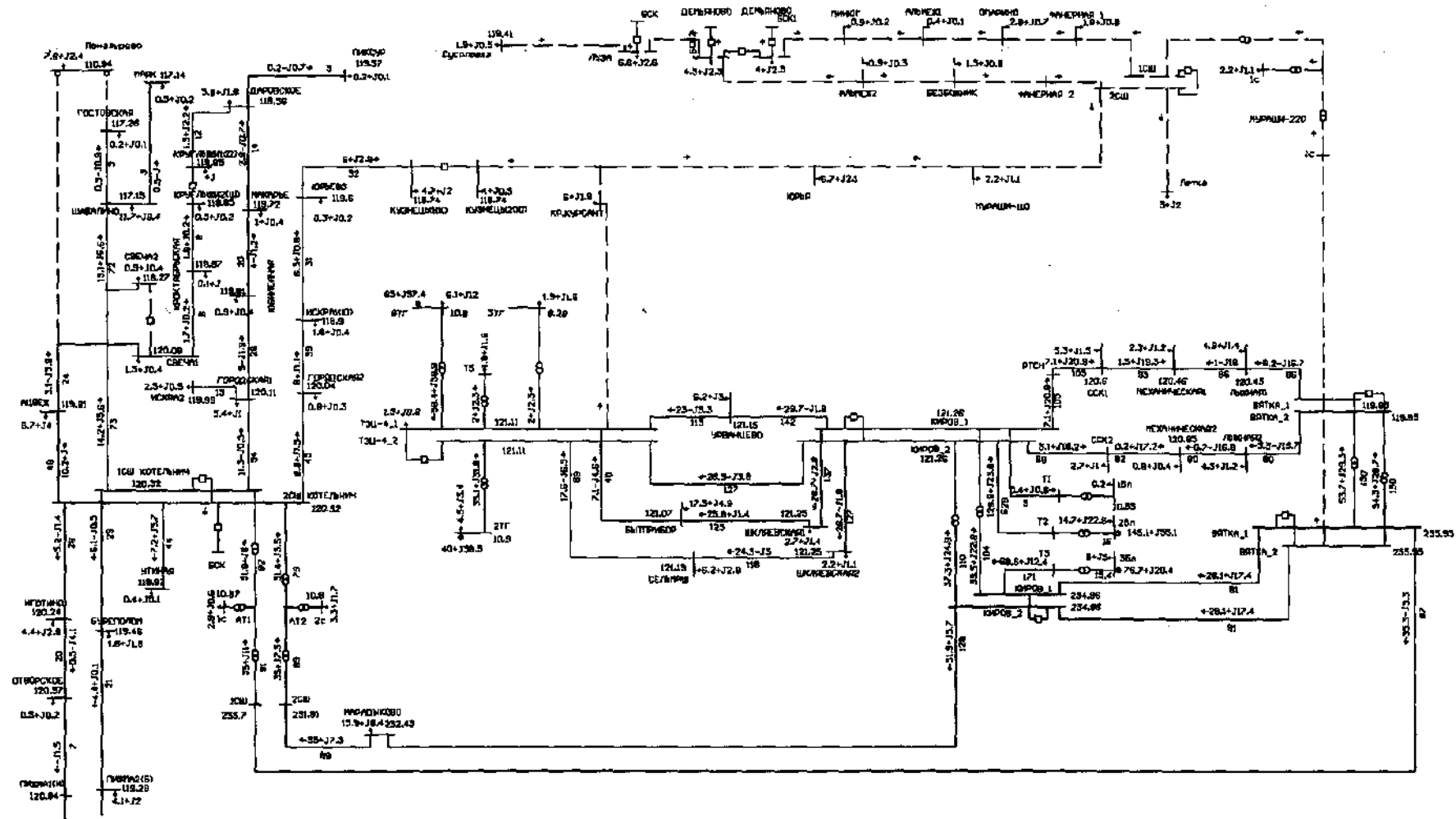
Примечание. ПС 110 кВ Мурзино включена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурзино. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

12. Летний максимум 2020 года



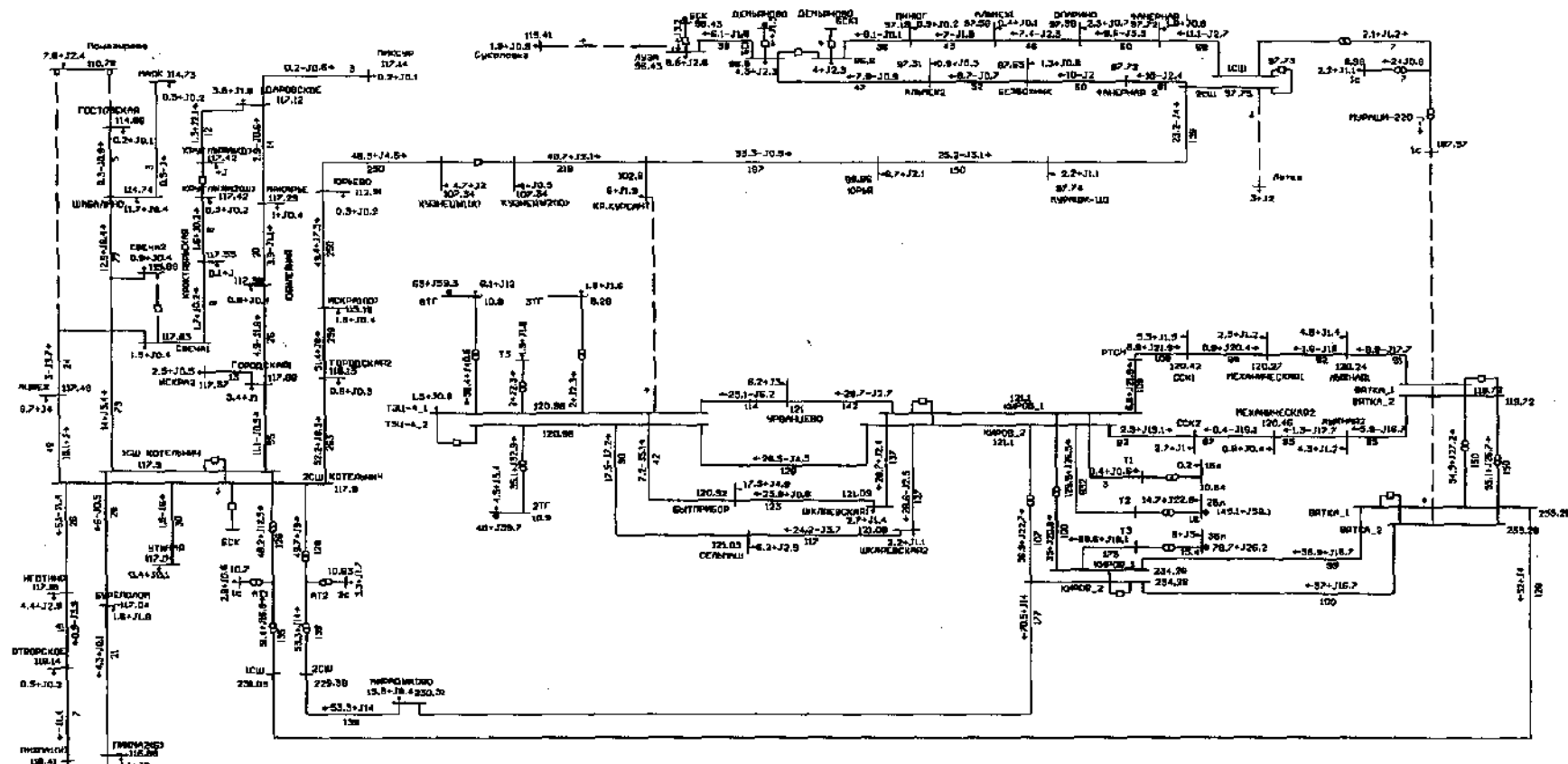
Примечание. ПС 110 кВ Муромский включена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецкий включен. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110кВ Котельнич – Юрьево с отпайками. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

13. Летний максимум 2020 года



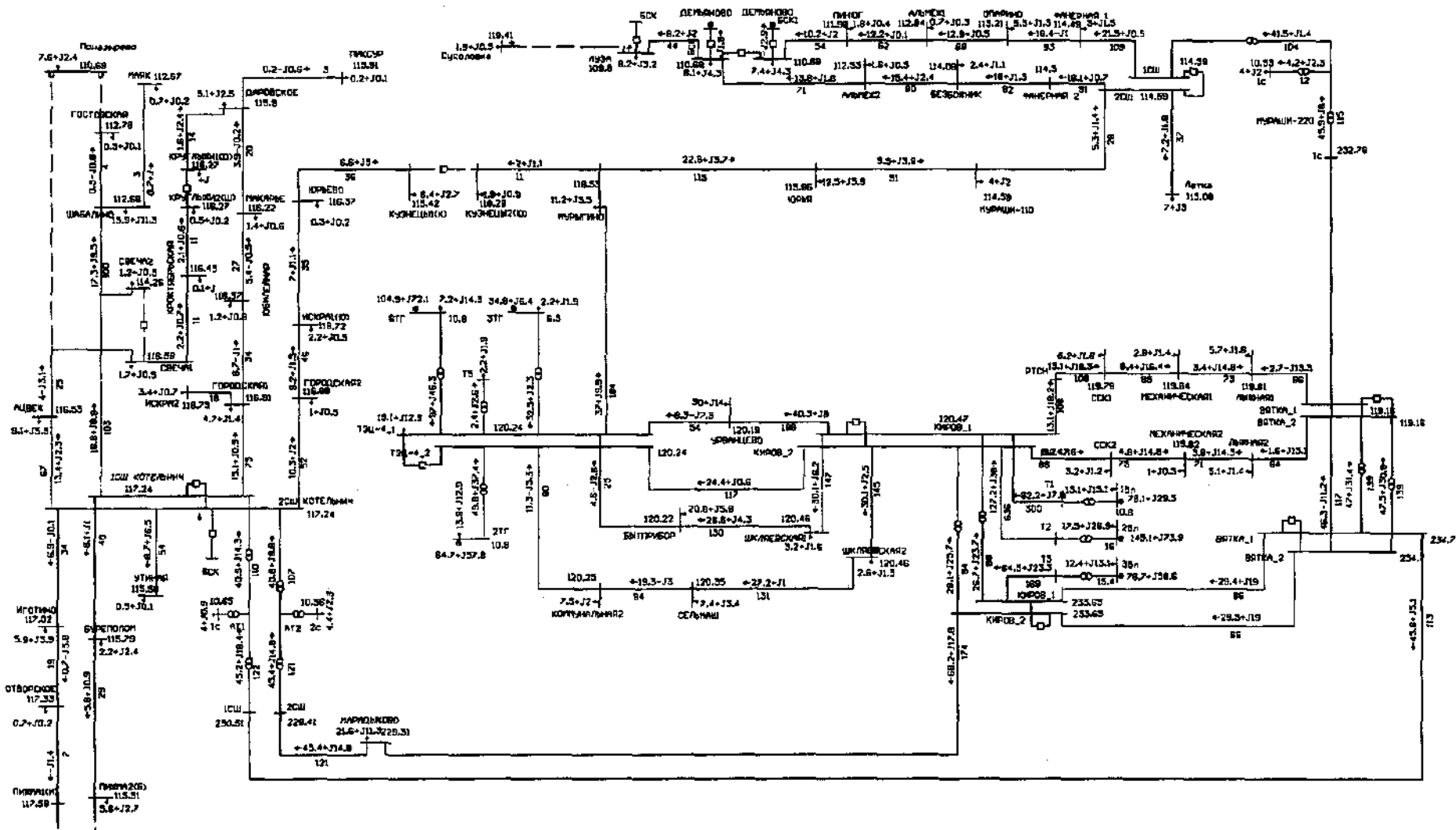
Примечание. ПС 110 кВ Мурыгино включена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино. Отключены ПС 110 кВ Пинюг, ПС 110 кВ Альмеж, ПС 110 кВ Опарино, ПС 110 кВ Фанерная, ПС 110 кВ Безбожник, ПС 110 кВ Мураши, ПС 110 кВ Юрью, ПС 110 кВ Красный Курсант, ПС 220 кВ Мураши (Суммарно 43 МВт потребители Кировской энергосистемы, 3 МВт потребители энергосистемы Республики Коми). На ПС 110 кВ сработал АВР, нагрузка запитана от Т-1.

14. Летний максимум 2020 года



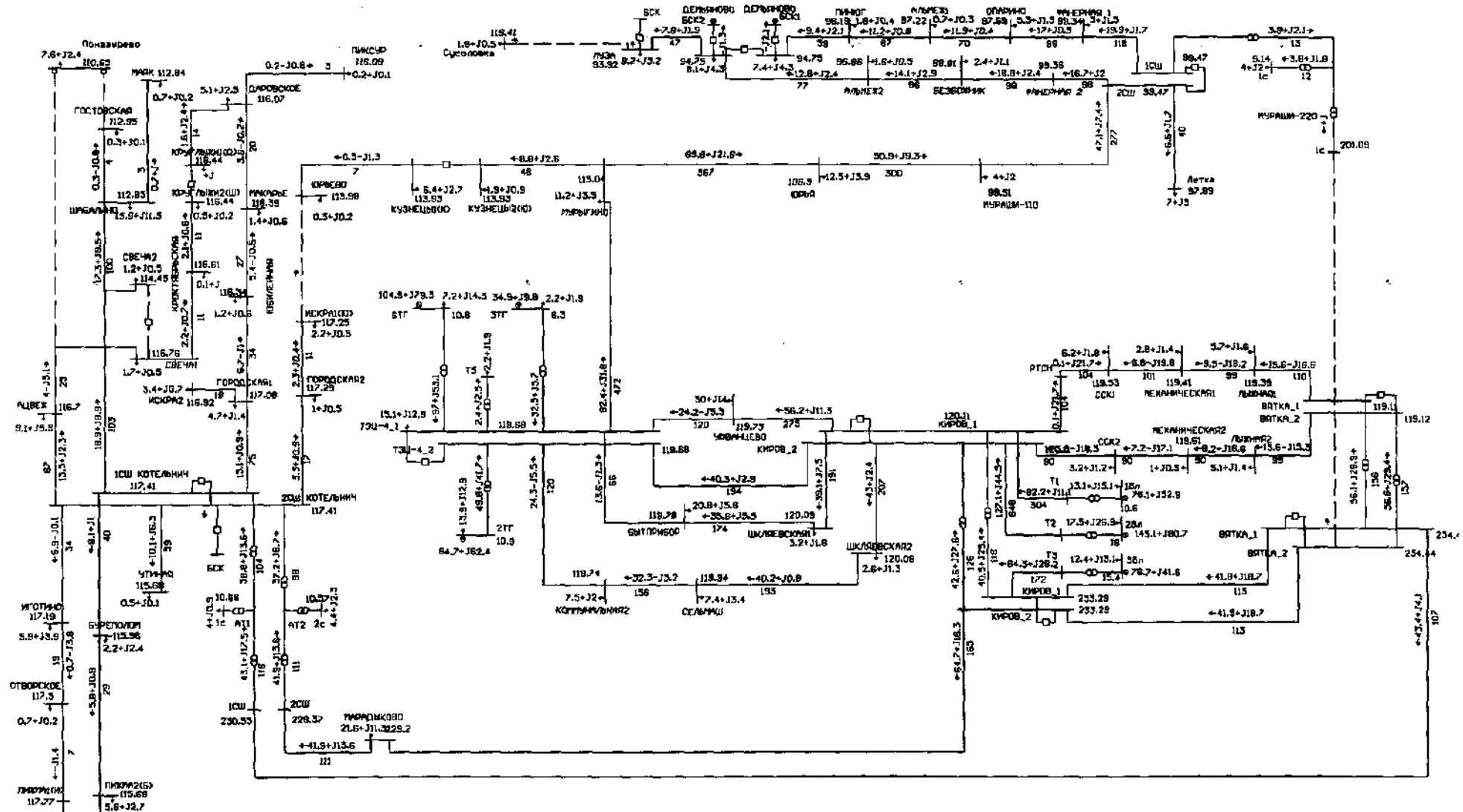
Примечание. ПС 110 кВ Мурыгино включена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнцы отключен. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино. Включен СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнцы. По ВЛ 110 кВ Котельнич – Юрьево с отпайками питается нагрузка потребителей ПС 110 кВ Луза, ПС 110 кВ Демьяново, ПС 110 кВ Пинюг, ПС 110 кВ Альмеж, ПС 110 кВ Опарино, ПС 110 кВ Фанерная, ПС 110 кВ Безбожник, ПС 110 кВ Мураши, ПС 110 кВ Юрья, ПС 110 кВ Красный Курсант, ПС 220 кВ Мураши (суммарно 44 МВт). Остаются отключенными потребители Республики Коми суммарно 3 МВт, могут быть включены со стороны ПС 220 кВ Сыктывкар. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

1. Зимний максимум 2023 года



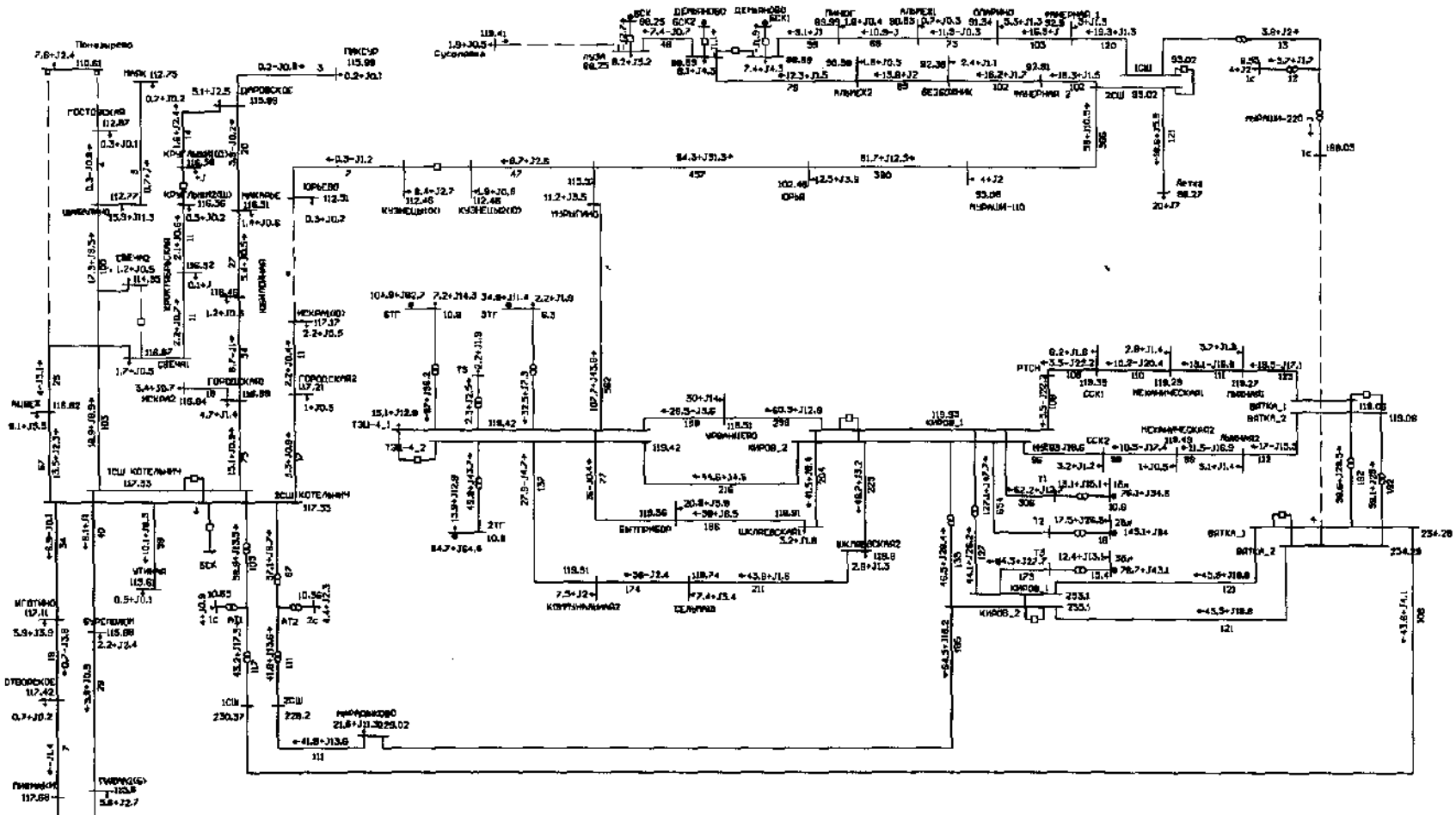
Примечание. ПС 110 кВ Мурьгино введена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Нормальная схема.

3. Зимний максимум 2023 года



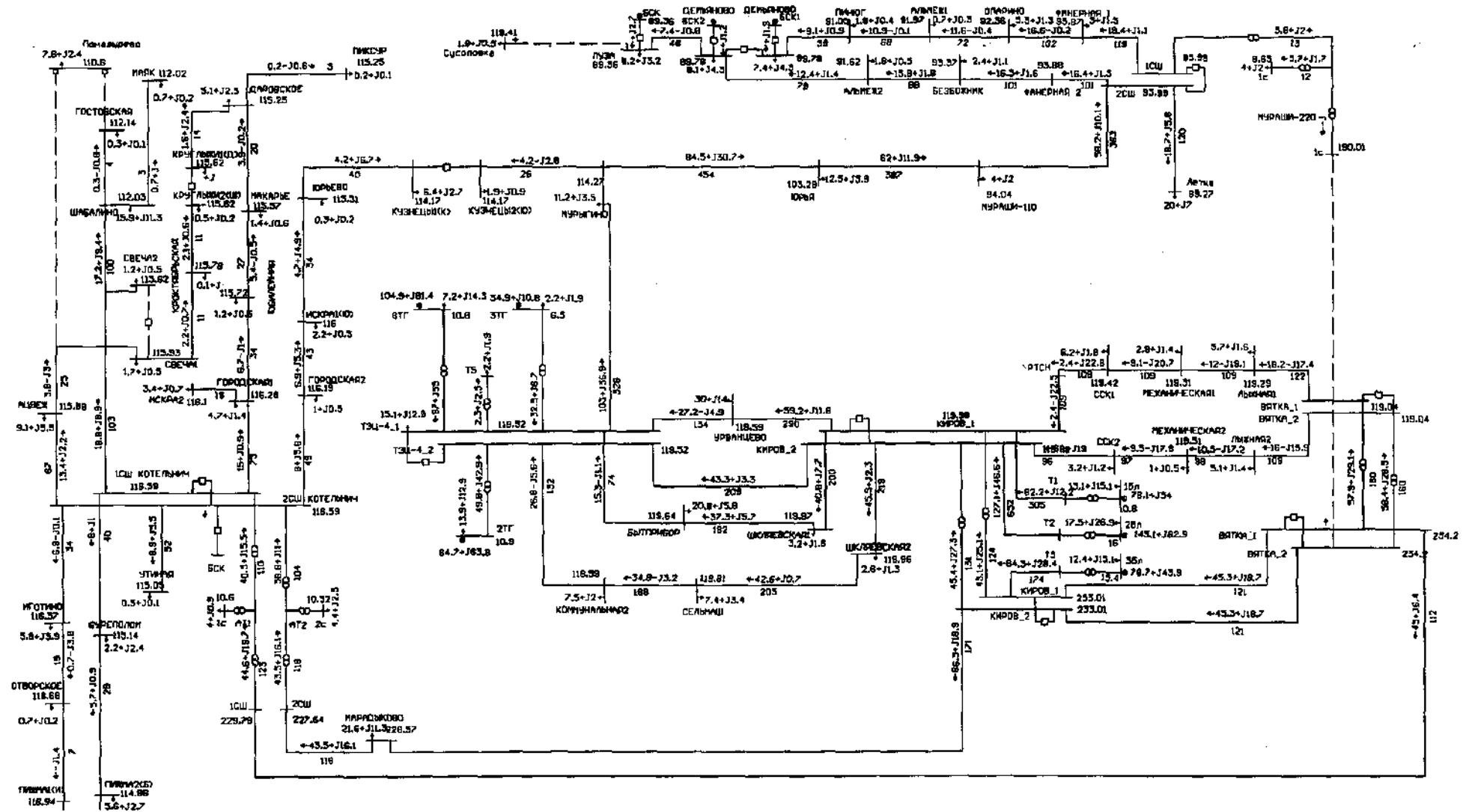
Примечание. ПС 110 кВ Мурыгино введена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы включен. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110кВ Котельнич – Юрьevo с отпайками. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

4. Зимний максимум 2023 года



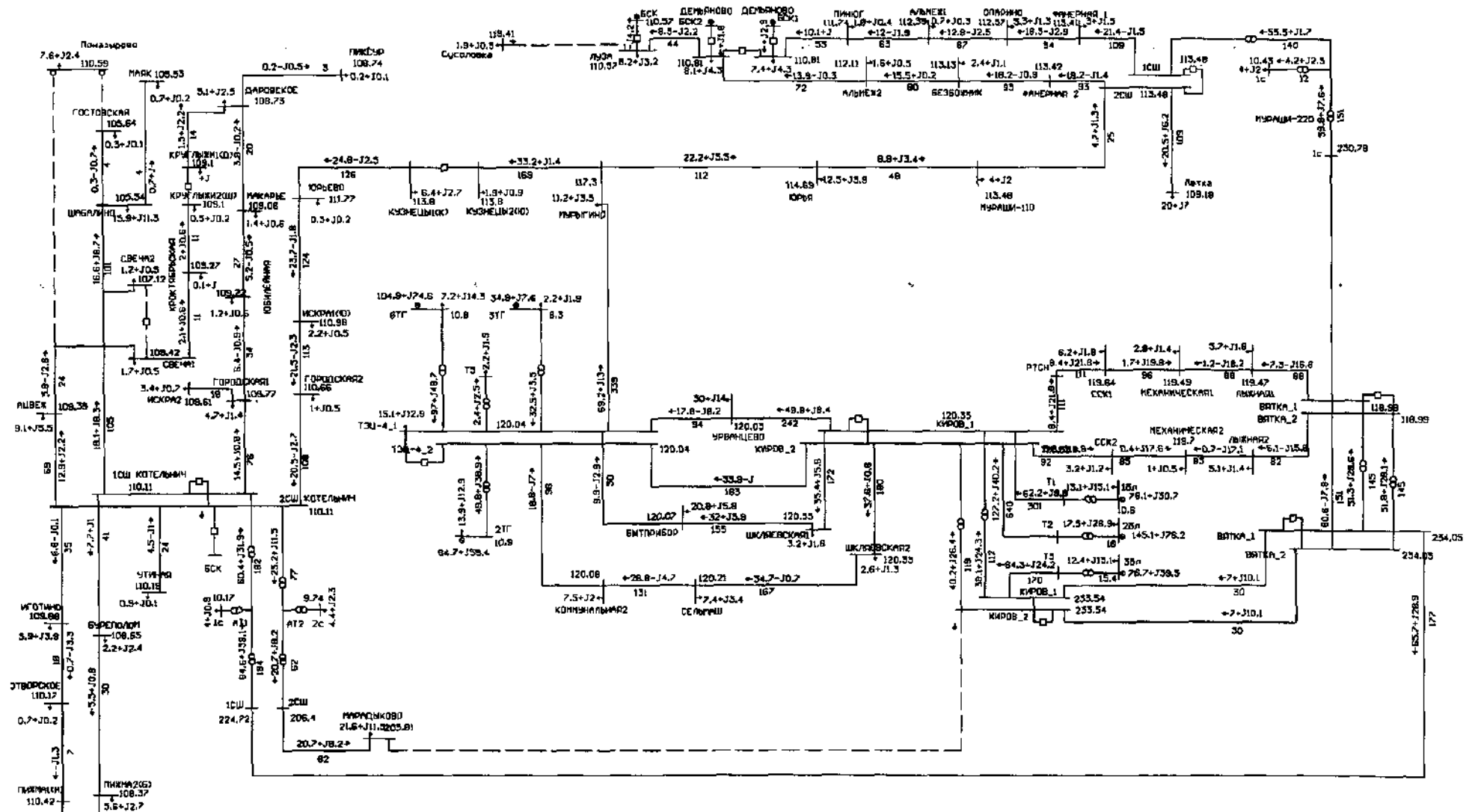
Примечание. ПС 110 кВ Мурьгино введена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы включен. По ВЛ 110 кВ Мураши – Летка запитана дополнительная нагрузка (всего 20 МВт) энергосистемы Республики Коми. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Юрьево с отпайками. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, кроме ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурьгино, загрузка 115,3%. Снижение уровней напряжения ниже 91 кВ, в том числе на ПС 110 кВ Луза, Демьяново, но не ниже уставок АОСН.

5. Зимний максимум 2023 года



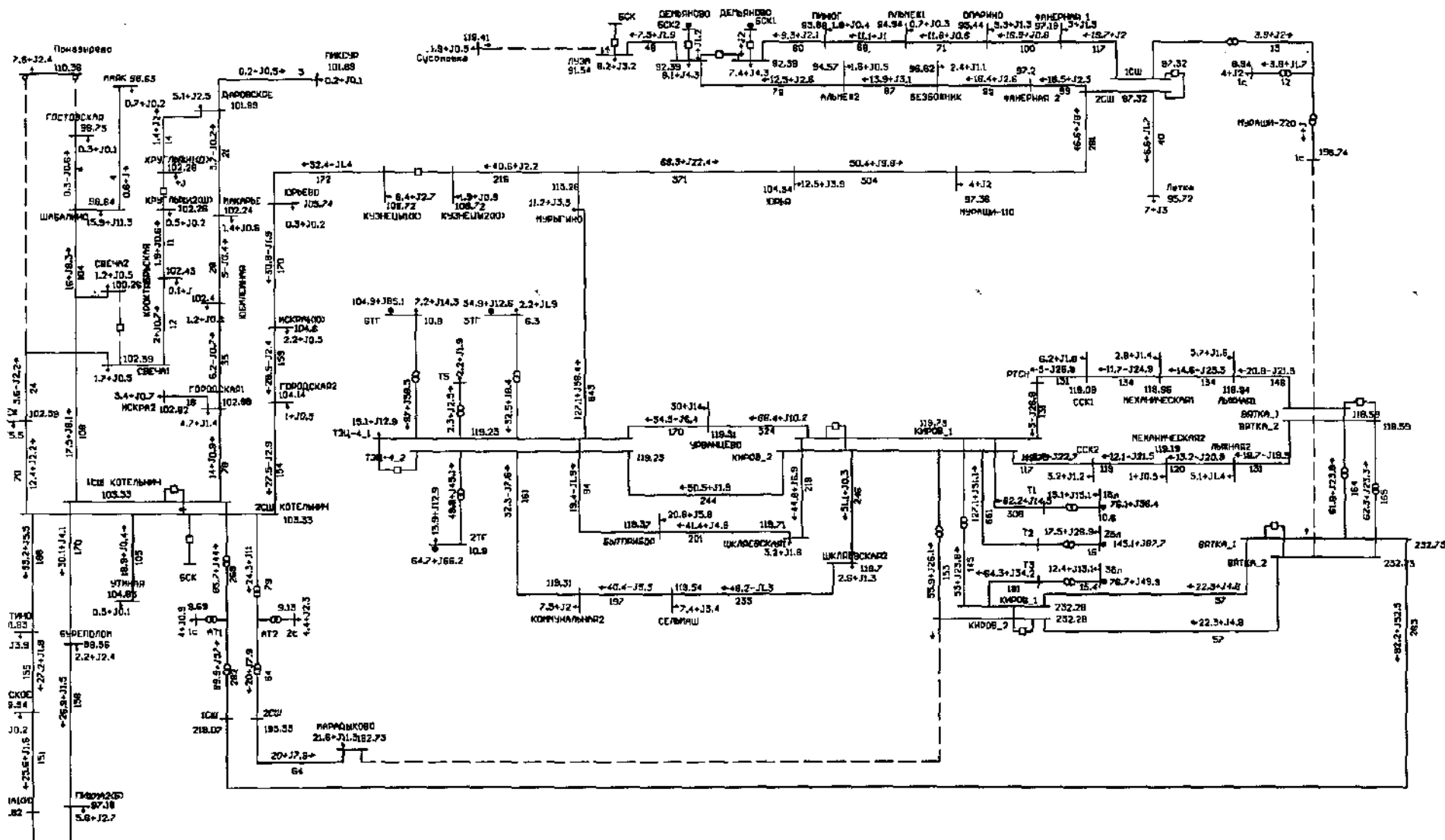
Примечание. ПС 110 кВ Мурыгино введена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы включен. По ВЛ 110 кВ Мураши – Летка запитана дополнительная нагрузка (всего 20 МВт) энергосистемы Республики Коми. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, кроме ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино, загрузка 107,8%. Недопустимого снижения уровней напряжения нет.

6. Зимний максимум 2023 года



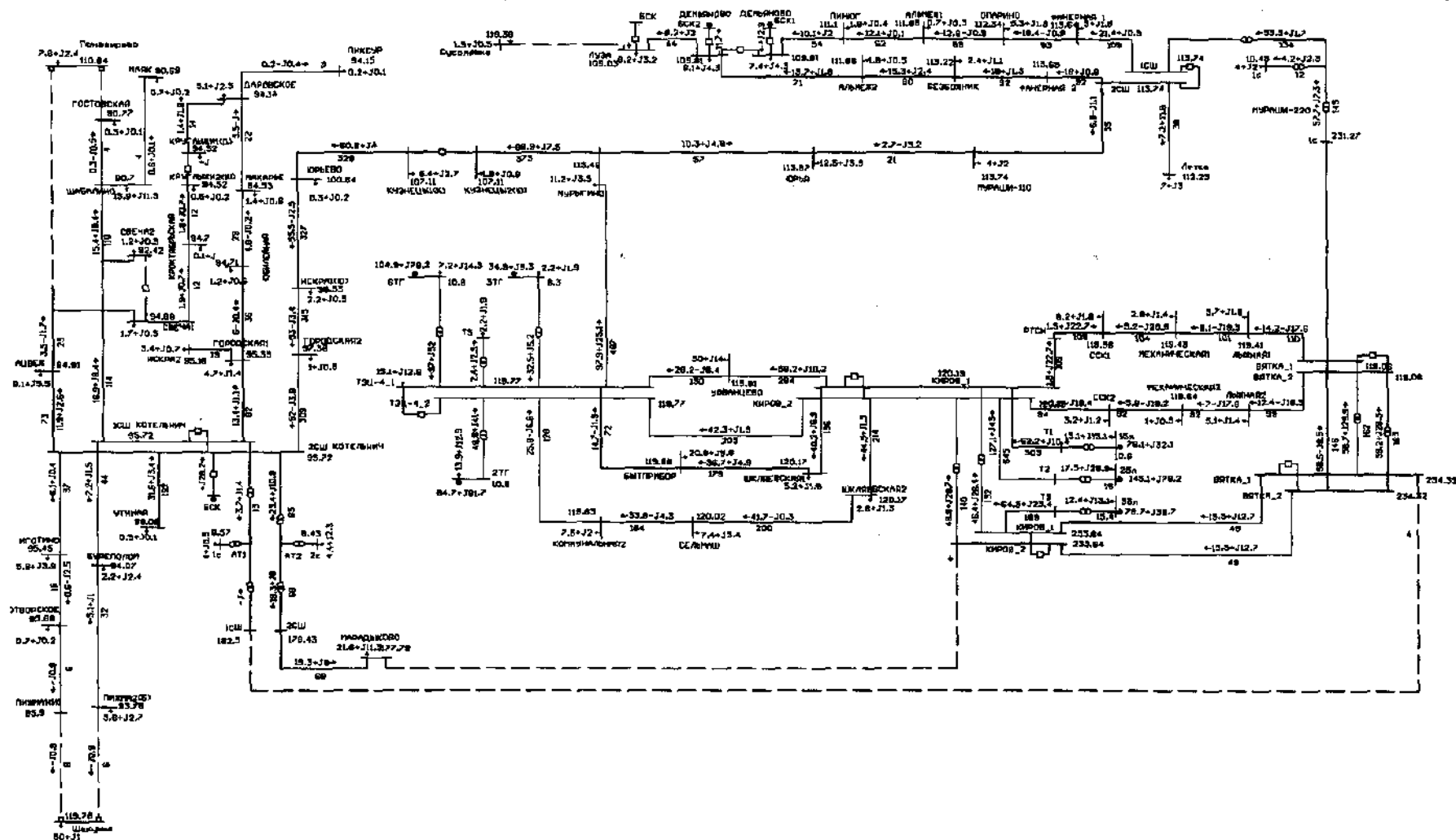
Примечание. ПС 110 кВ Мурзинно введена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы включен. По ВЛ 110кВ Мураши – Летка запитана дополнительная нагрузка (всего 20 МВт) энергосистемы Республики Коми. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Киров – Марадьково. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

7. Зимний максимум 2023 года



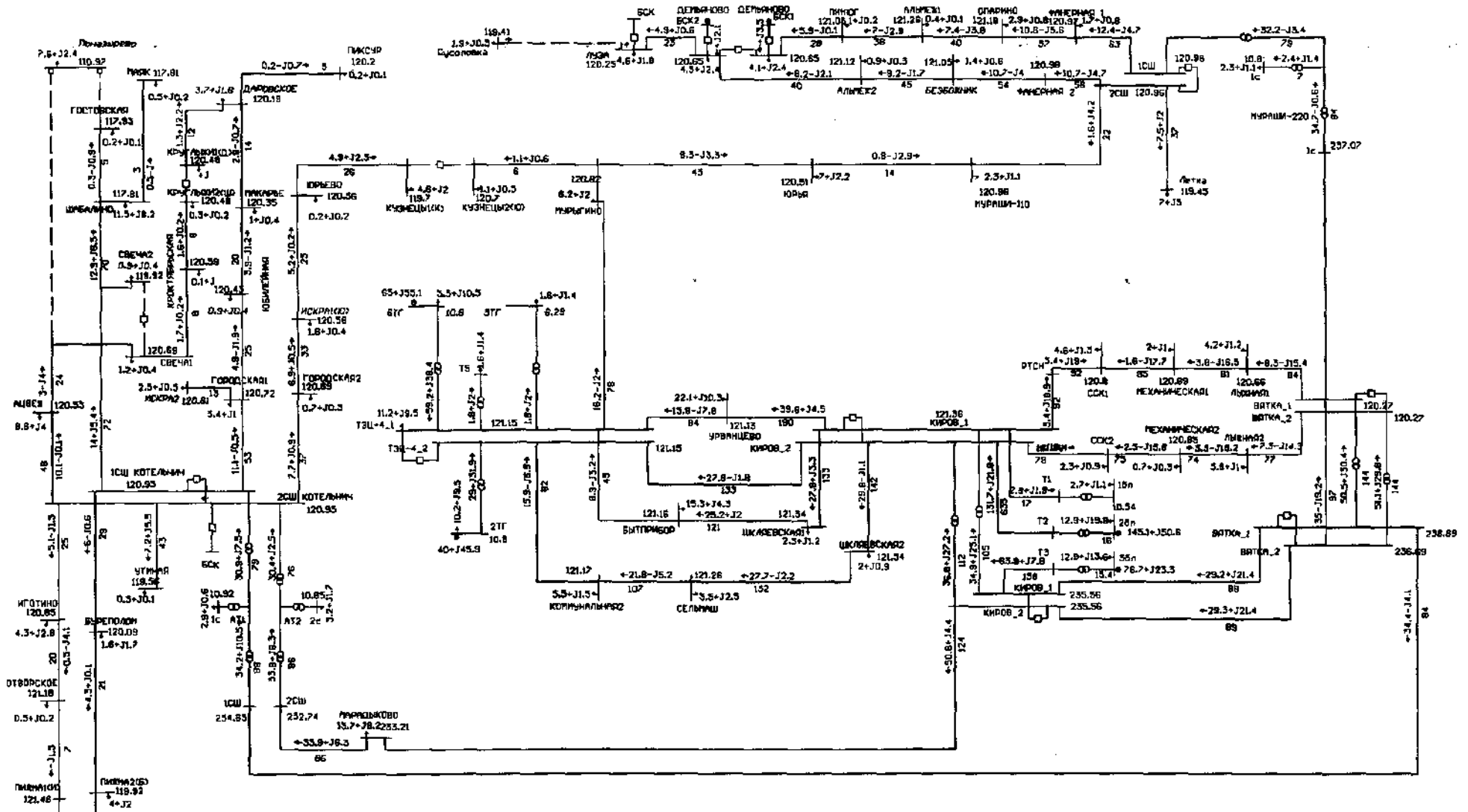
Примечание. ПС 110 кВ Мурыгино введена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы включен. От Кировской энергосистемы питается нагрузка Нижегородской энергосистемы (всего 55 МВт). Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Киров – Марадьково в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, кроме ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурыгино загрузка 131,6%. Недопустимого снижения уровней напряжения нет.

8. Зимний максимум 2023 года



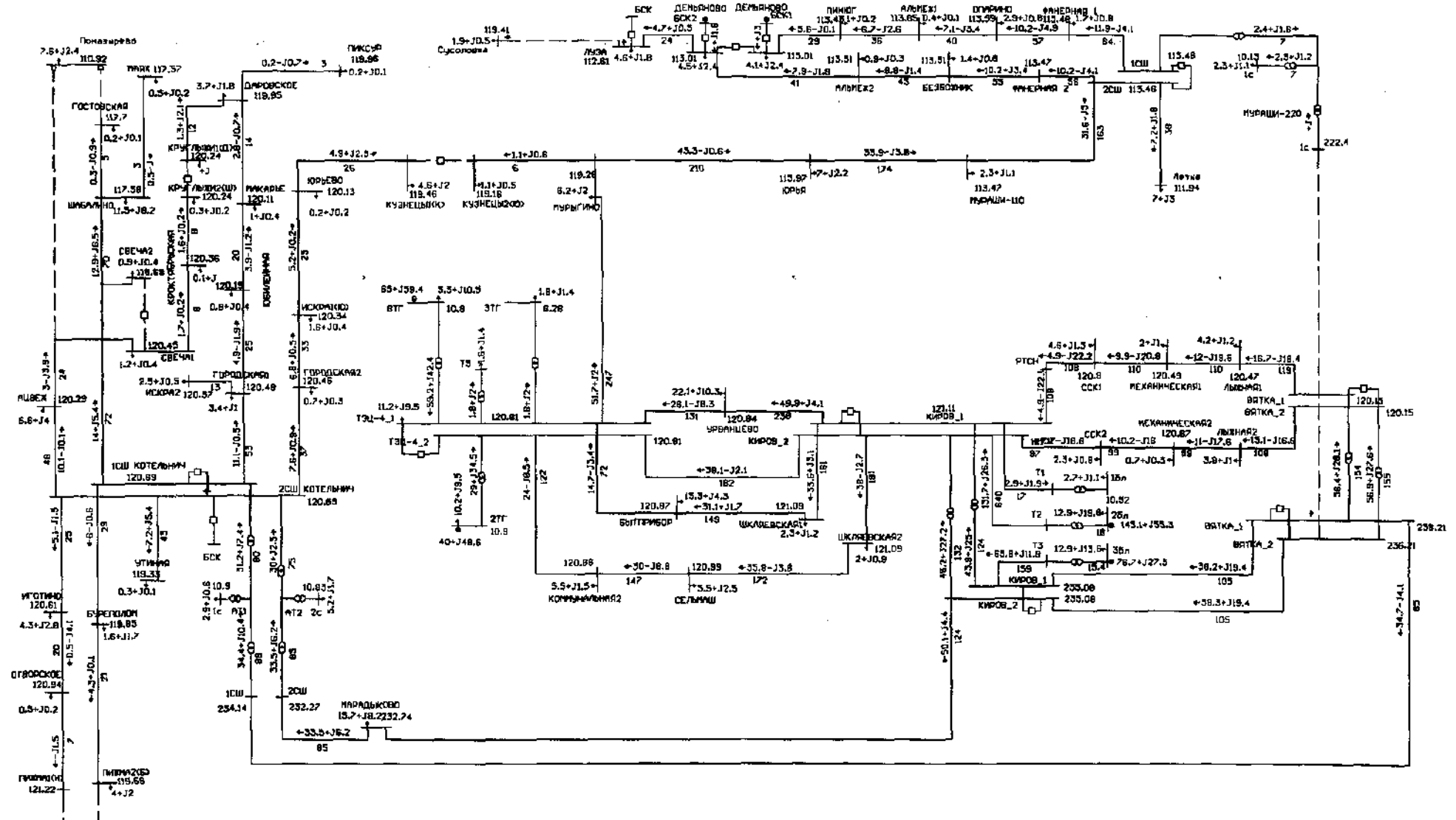
Примечание. ПС 110 кВ Мурьгино введена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы включен. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Киров – Марадьково. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, кроме ВЛ 110 кВ Мурьгино – Кузнецы загрузка 109,1%. Недопустимого снижения уровней напряжения нет.

9. Летний максимум 2023 года



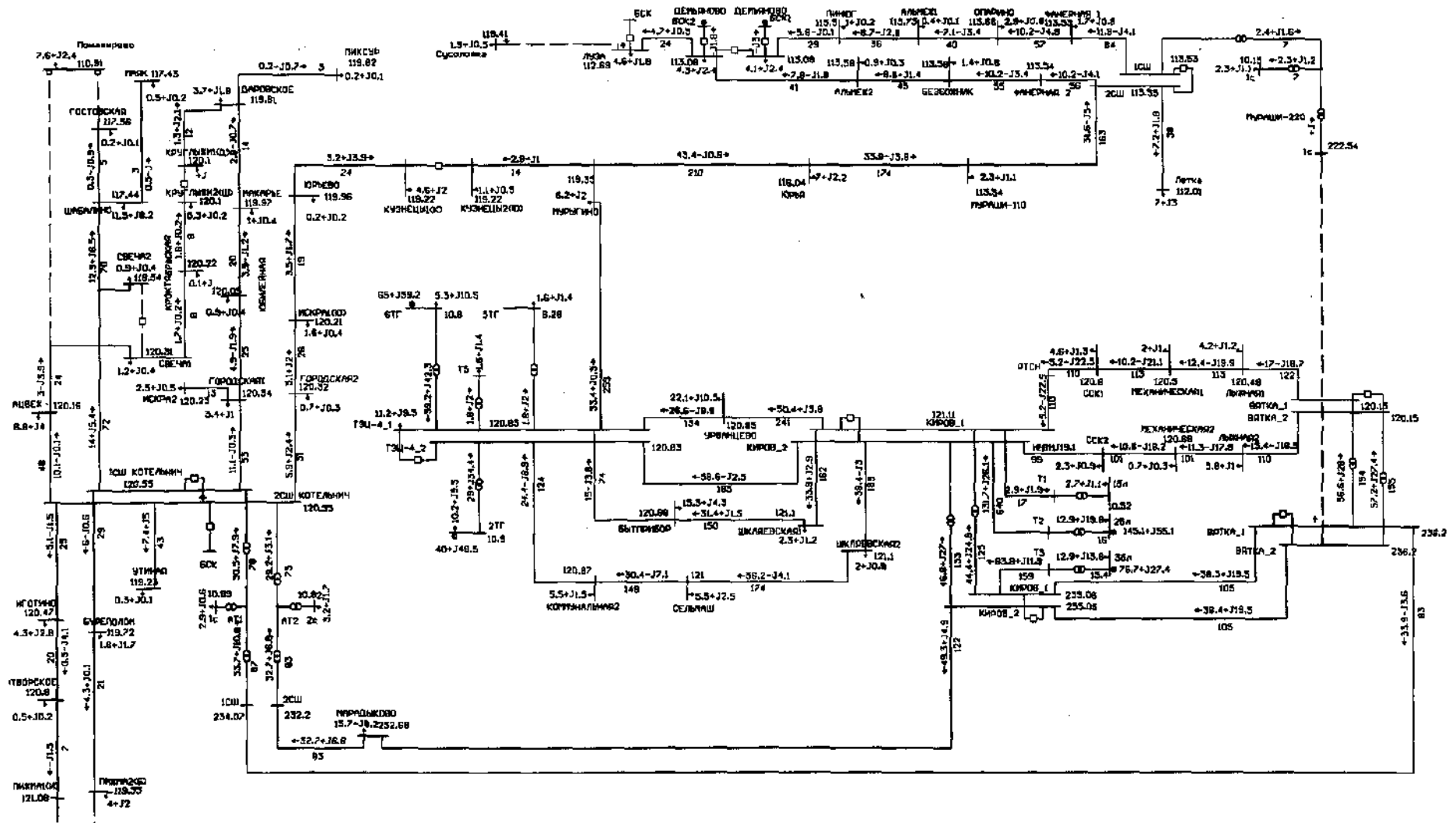
Примечание. ПС 110 кВ Мурыгино введена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Нормальная схема.

10. Летний максимум 2023 года



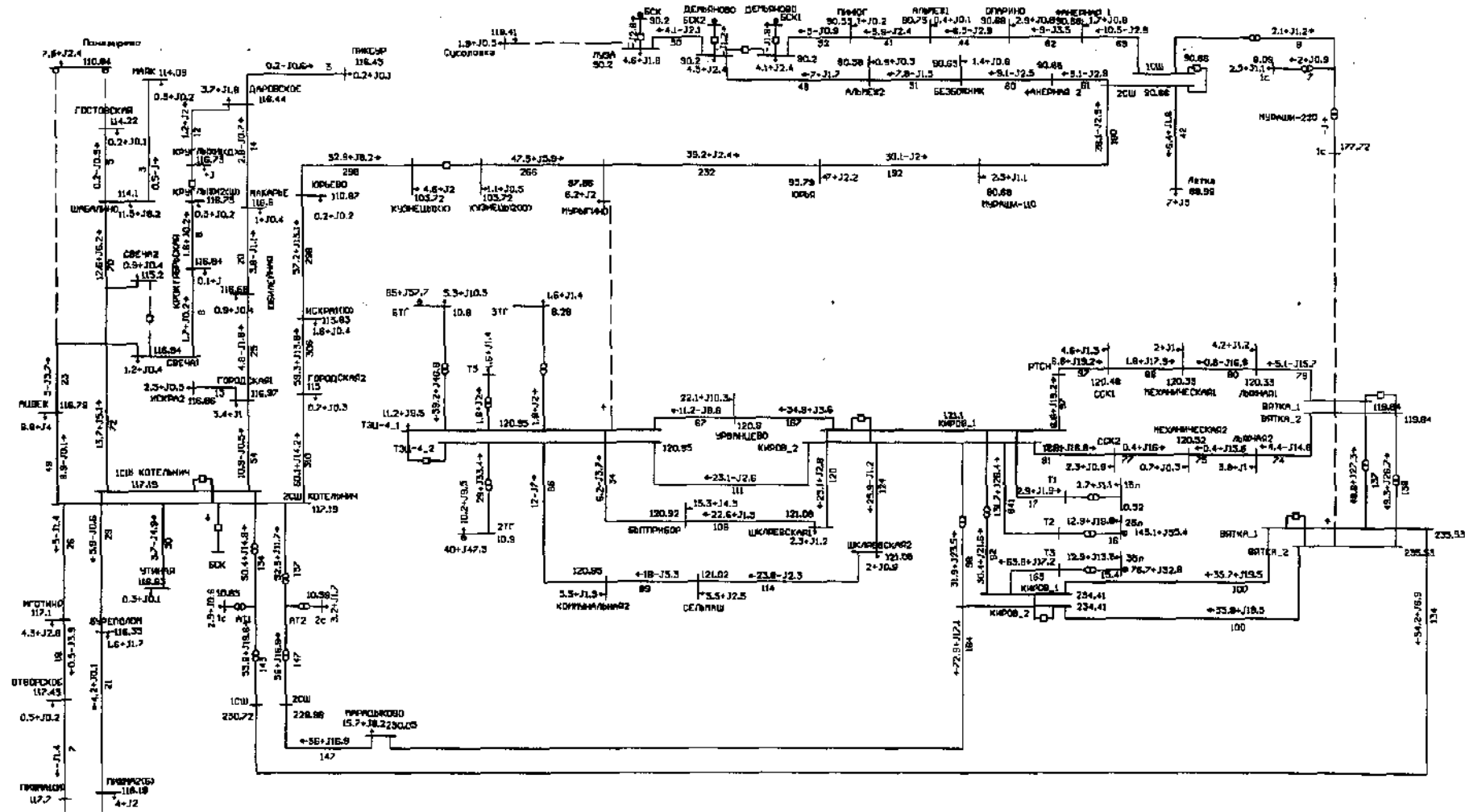
Примечание. ПС 110 кВ Мурыгино введена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы отключен. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

11. Летний максимум 2023 года



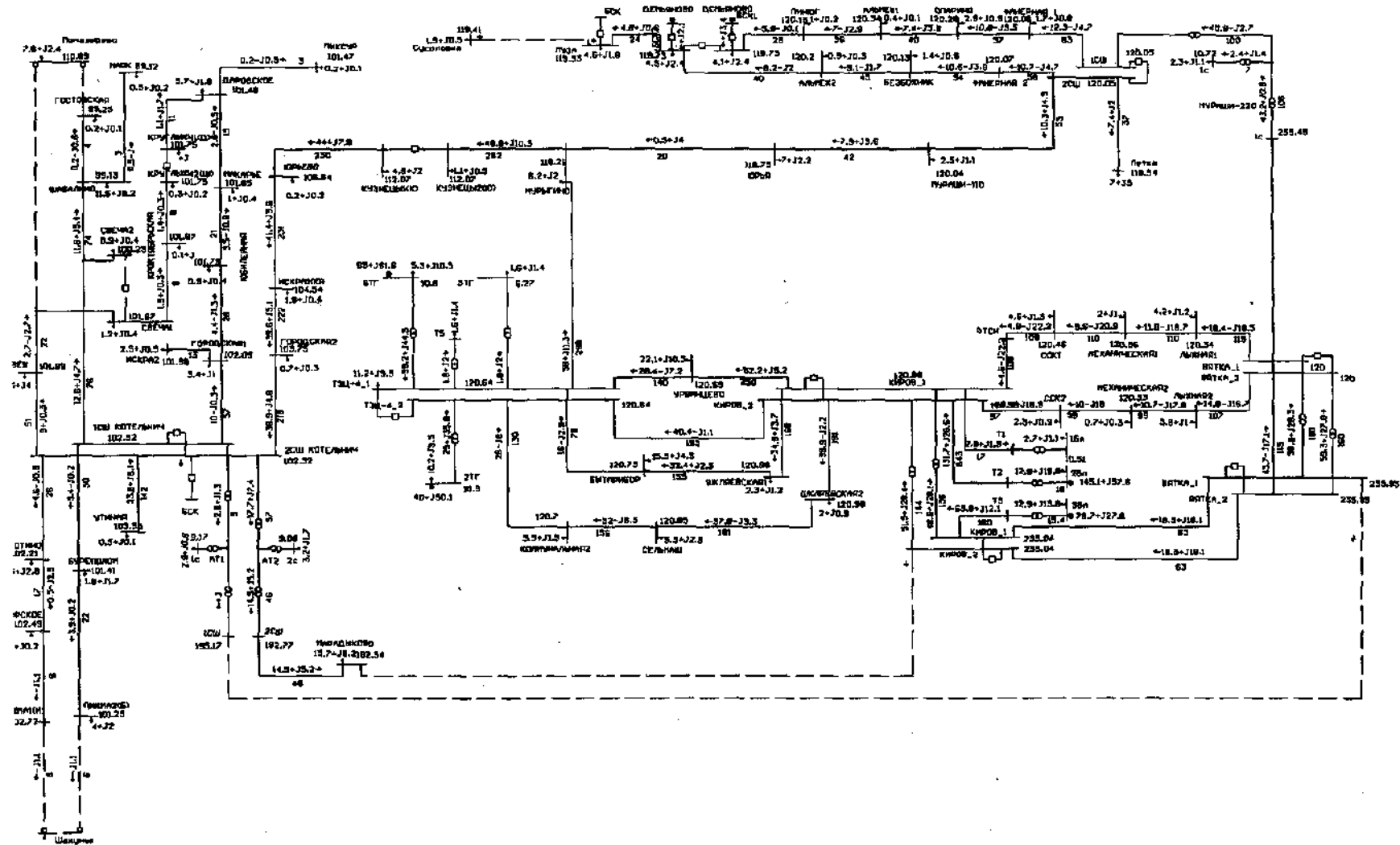
Примечание. ПС 110 кВ Мурятино введена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы включен. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мурати. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

16. Летний максимум 2023 года



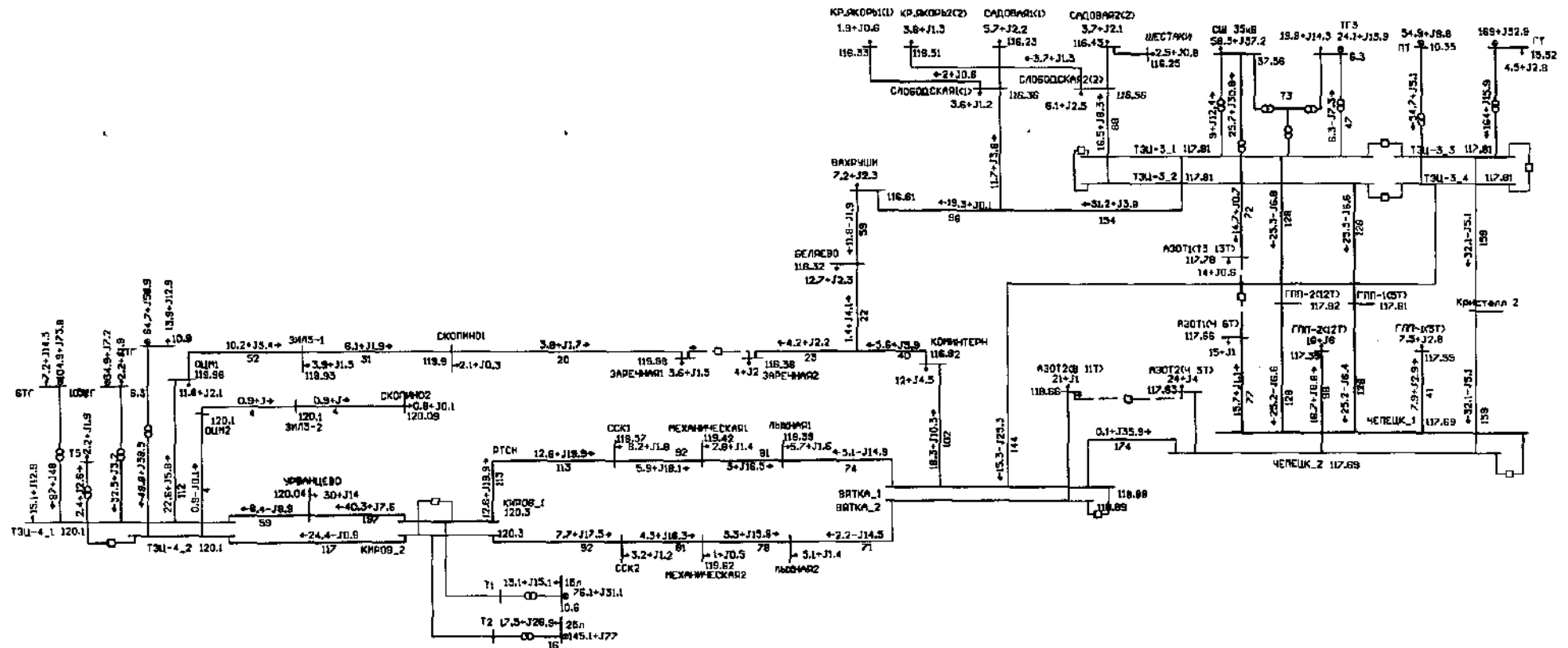
Примечание. ПС 110 кВ Мурзино введена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы включен. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Мурзино. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, кроме ВЛ 110 кВ Котельнич – Юрьево с отпайками загрузка 116,9%, ВЛ 110 кВ Юрьево – Кузнецы загрузка 112,5%, ВЛ 110 кВ Мурзино – Кузнецы загрузка 100,4%. Снижение уровней напряжения ниже 91 кВ, но выше уставок АОСН.

17. Летний максимум 2023 года



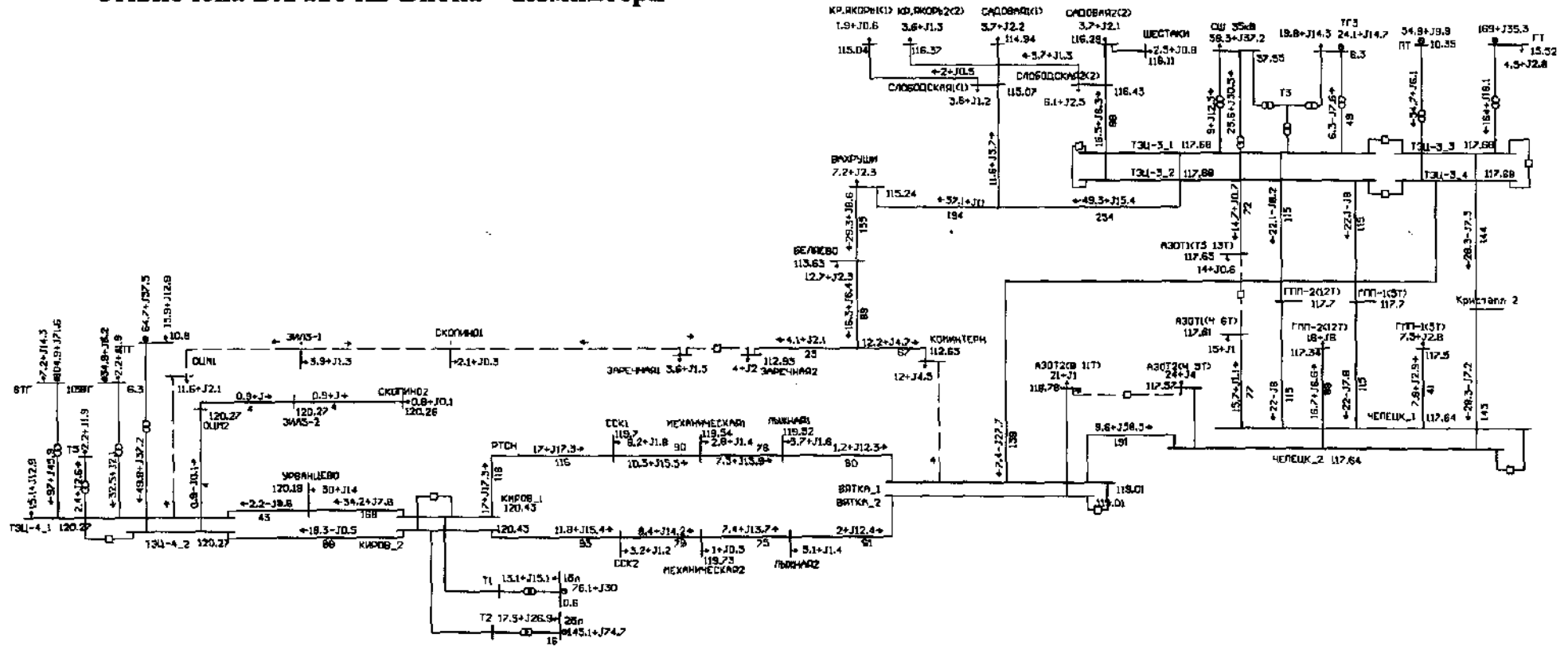
Примечание. ПС 110 кВ Мурьгино введена. СВ 110 кВ ПС 110 кВ Кузнецы включен. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Котельнич в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Киров – Марадыково. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет. Недопустимого снижения уровней напряжения нет.

1. ПС 110 кВ Заречная введена. Зимний максимум 2023 года. Нормальная схема



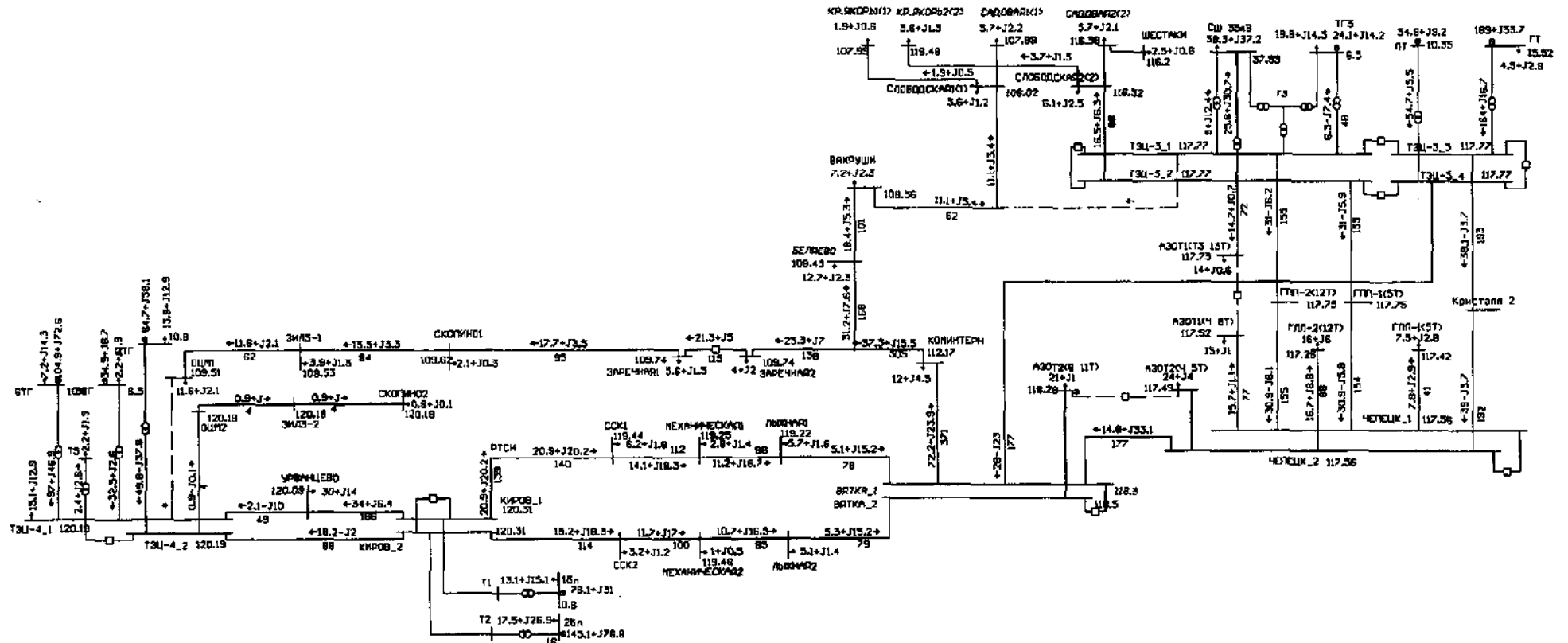
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

2. ПС 110 кВ Заречная введена. Зимний максимум 2023 года. Отключен МВ 110 кВ ВЛ ОЦМ 1 на Кировской ТЭЦ-4. Нагрузка ПС 110 кВ ОЦМ, ПС 110 кВ ЗИЛ, ПС 110 кВ Скопино переведена по стороне НН, отключена ВЛ 110 кВ Вятка – Коминтера



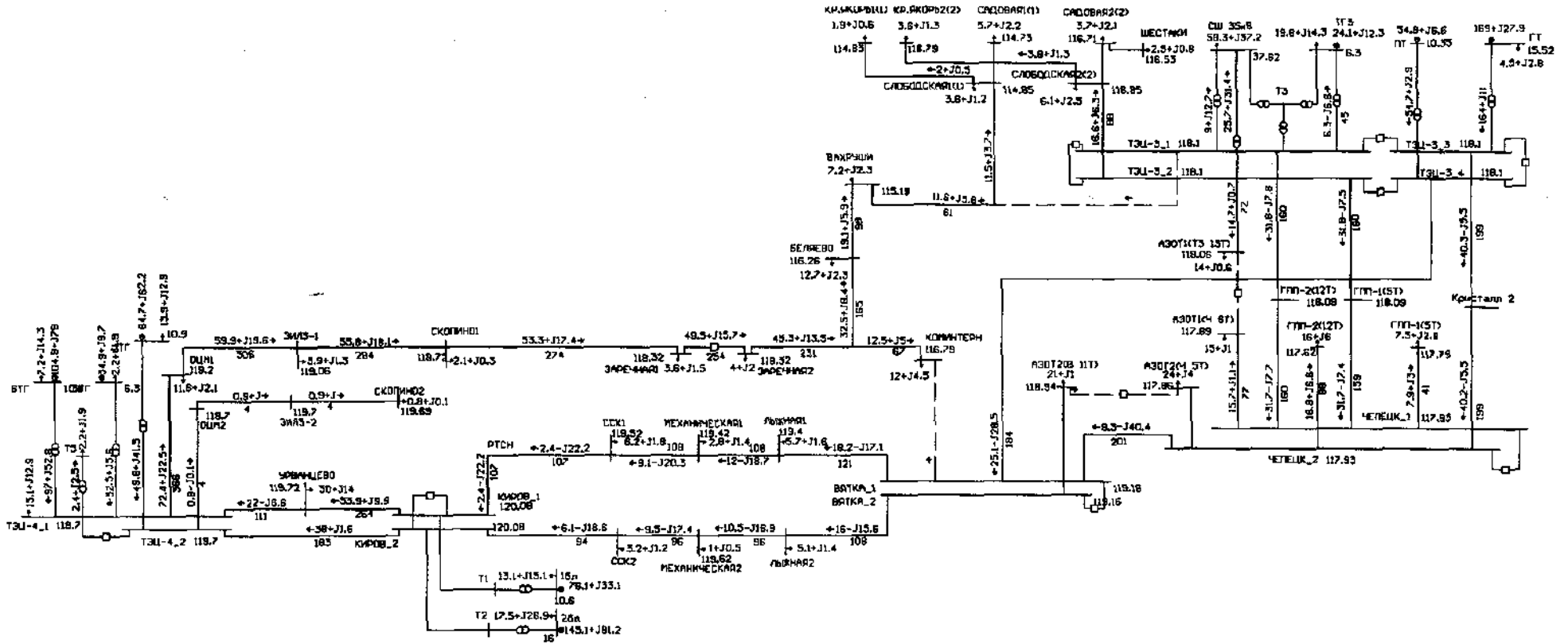
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

3. ПС 110 кВ Заречная введена. Зимний максимум 2023 года. Отключен МВ 110 кВ ВЛ ОЦМ 1 на Кировской ТЭЦ-4. Нагрузка ПС 110 кВ ОЦМ, ПС 110 кВ ЗИЛ, ПС 110 кВ Скопино переведена по стороне НН, отключен МВ 110 кВ ВЛ Слободская-1 на Кировской ТЭЦ-3



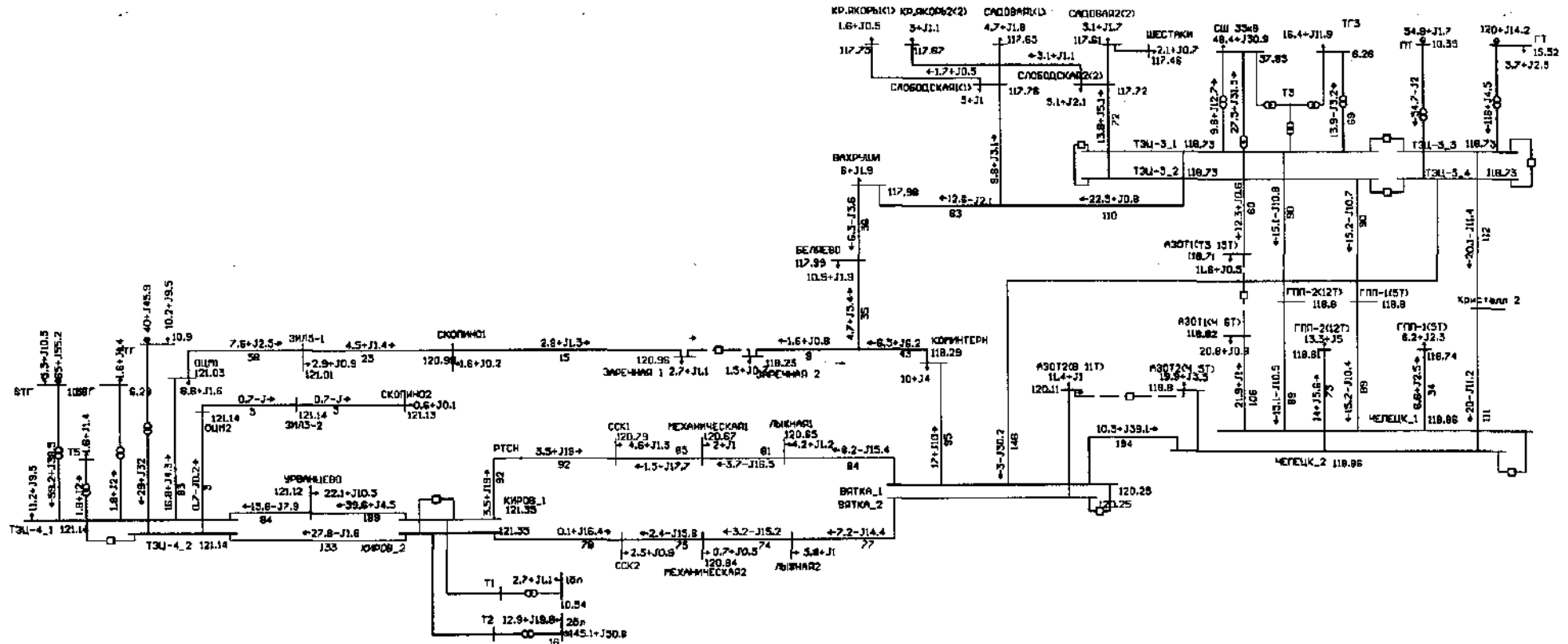
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

4. ПС 110 кВ Заречная введена. Зимний максимум 2023 года. Отключен МВ 110 кВ ВЛ Слободская-1 на Кировской ТЭЦ-3. Нагрузка ПС 110 кВ ОЦМ, ПС 110 кВ ЗИЛ, ПС 110 кВ Скопино переведена по стороне НН, отключена ВЛ 110 кВ Вятка – Коминтера



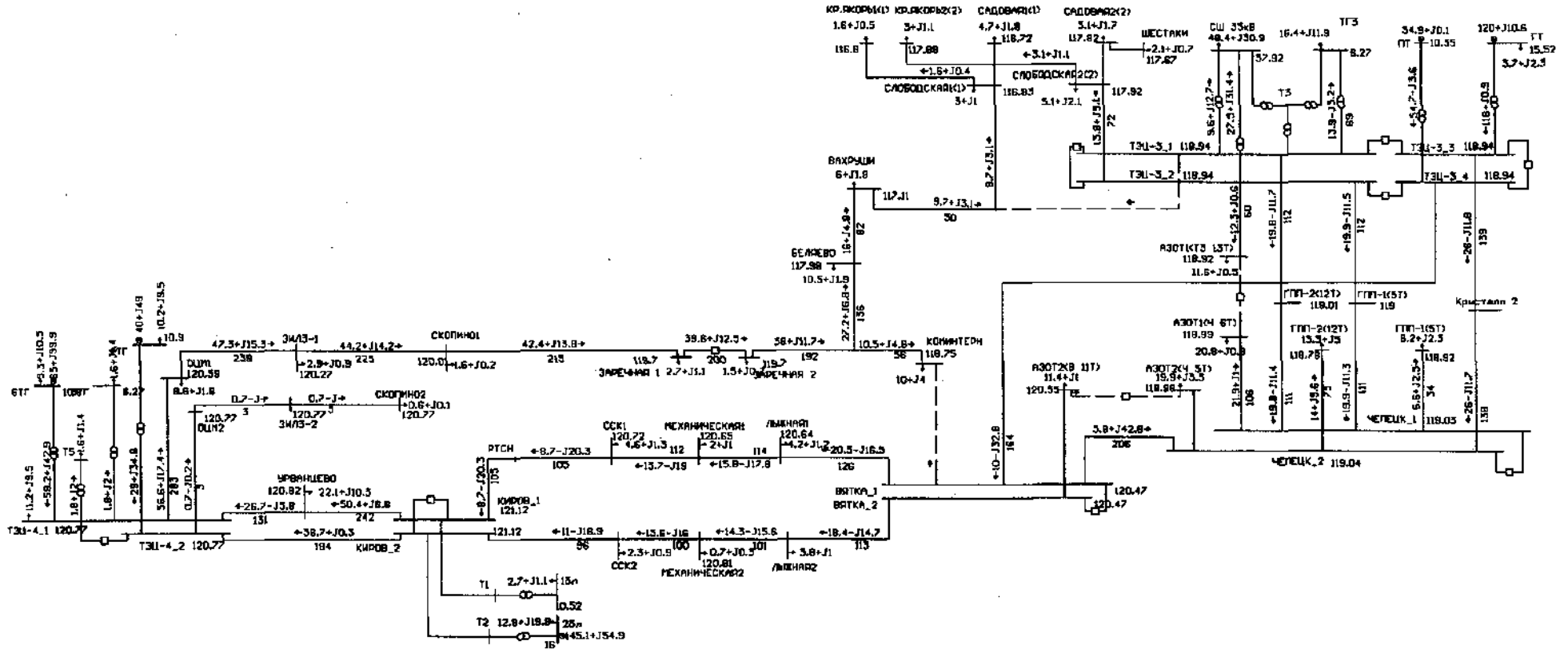
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

5. ПС 110 кВ Заречная введена. Летний максимум 2023 года. Нормальная схема



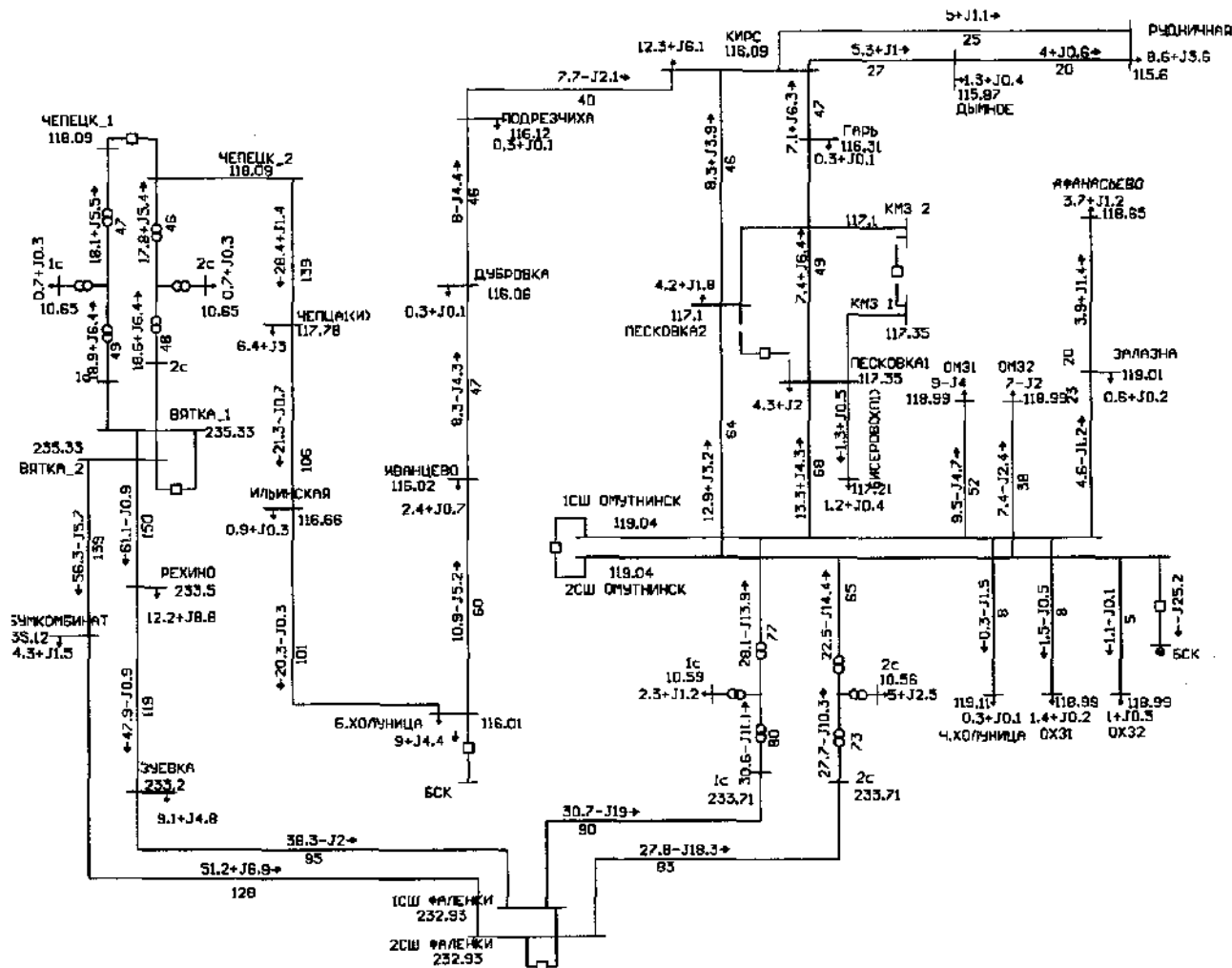
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

8. ПС 110 кВ Заречная введена. Летний максимум 2023 года. Отключен МВ 110 кВ ВЛ Слободская-1 на Кировской ТЭЦ-3. Нагрузка ПС 110 кВ ОЦМ, ПС 110 кВ ЗИЛ, ПС 110 кВ Скопино переведена по стороне НН, отключена ВЛ 110 кВ Вятка – Коминтерн



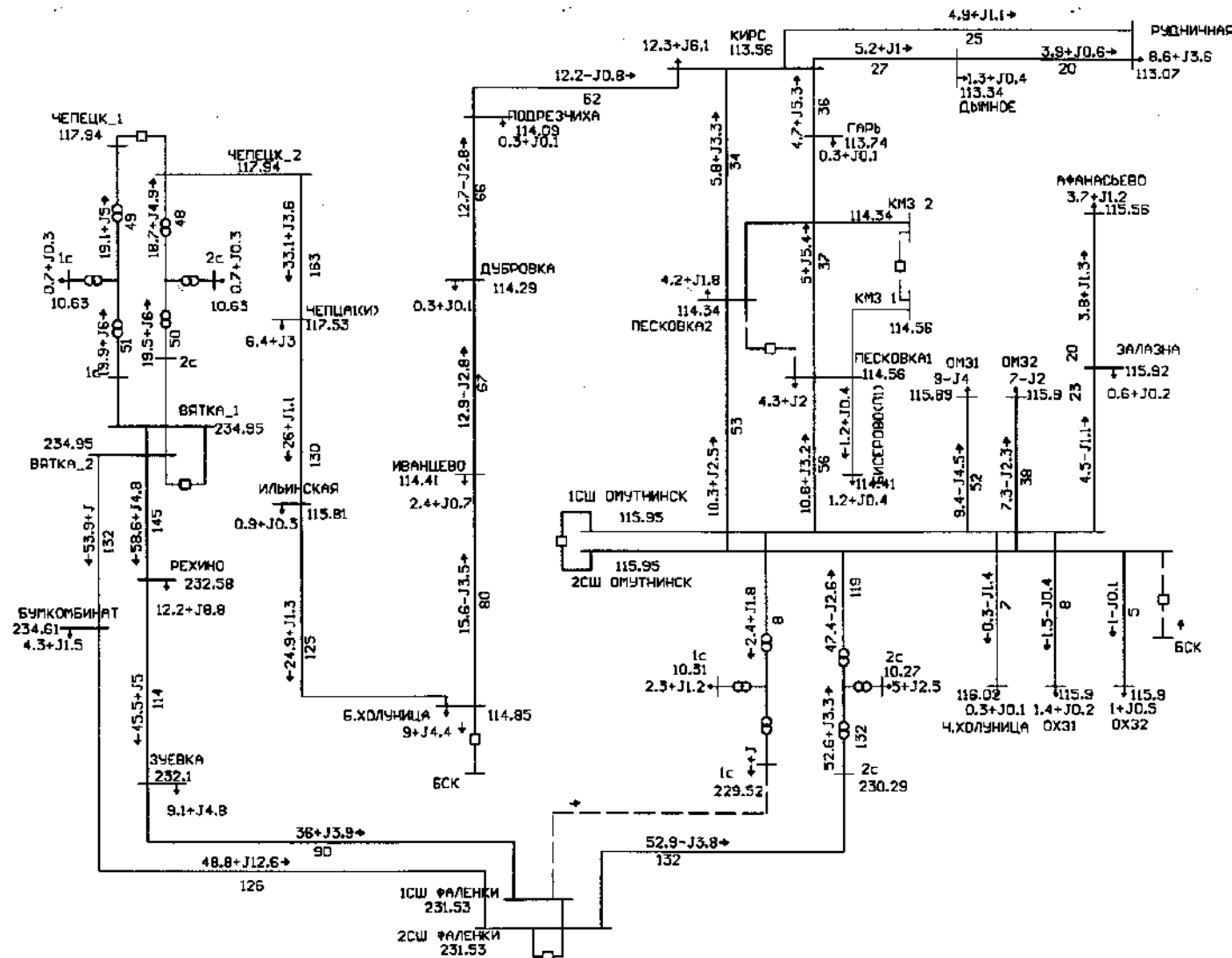
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

1. Зимний максимум 2019 года. Нагрузка КЛК – 5,8 МВт подключена к ПС 110 кВ Песковка. Нормальная схема



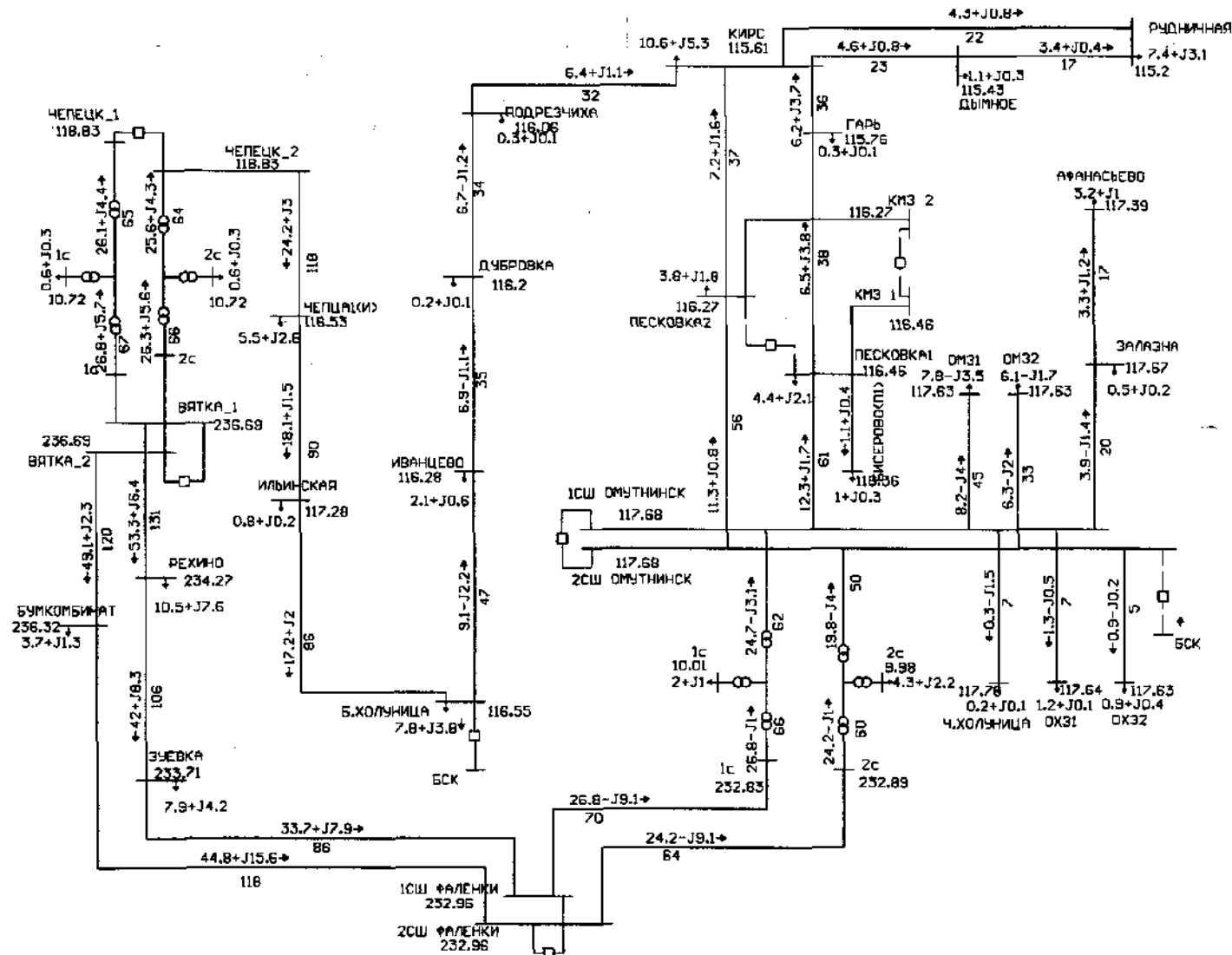
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

3. Зимний максимум 2019 года. Нагрузка КЛК – 5,8 МВт подключена к ПС 110 кВ Песковка. БСК 110 кВ ПС 220 кВ Омутнинск отключена. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 1



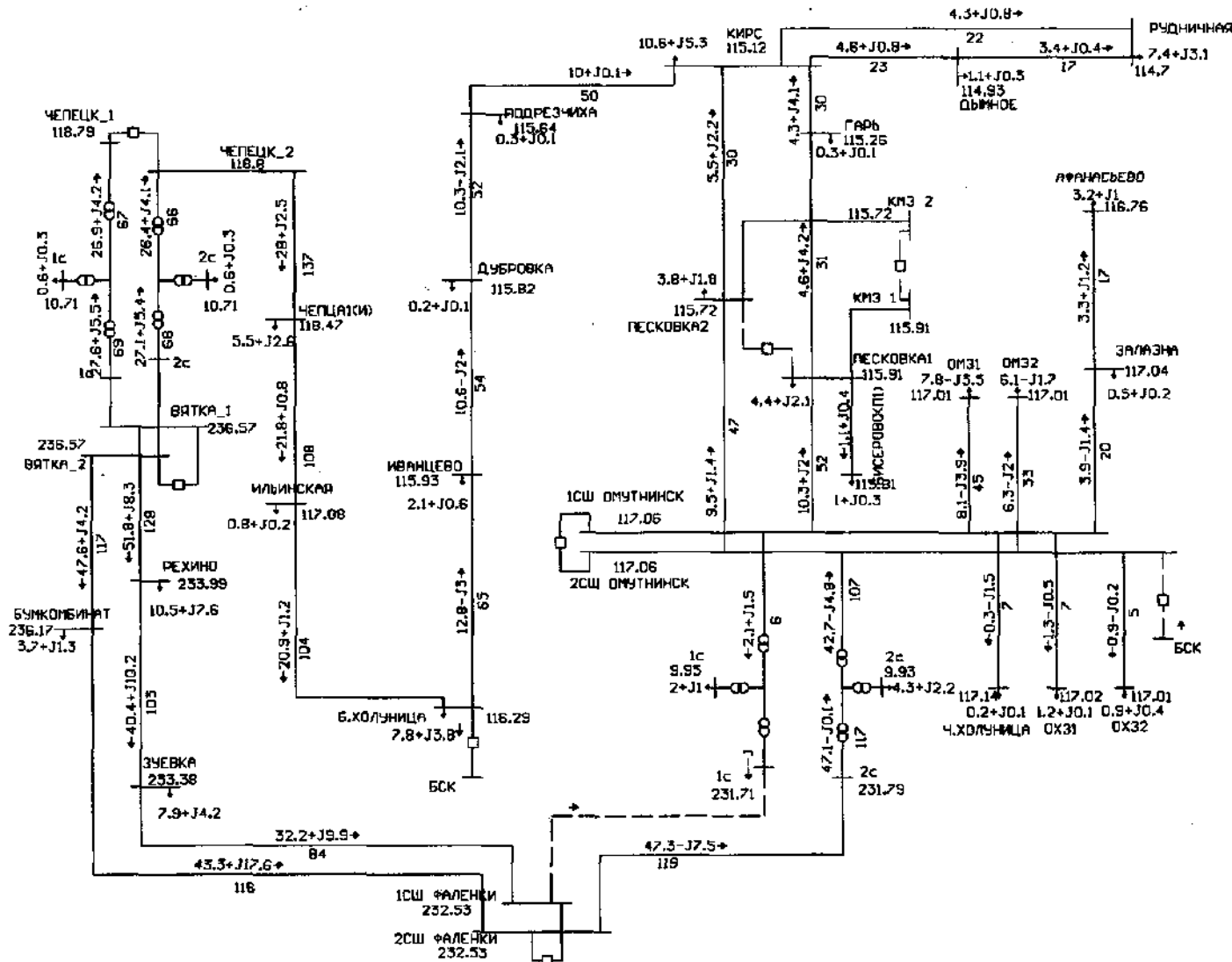
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

4. Летний максимум 2019 года. Нагрузка КЛК – 5,8 МВт подключена к ПС 110 кВ Песковка. Нормальная схема



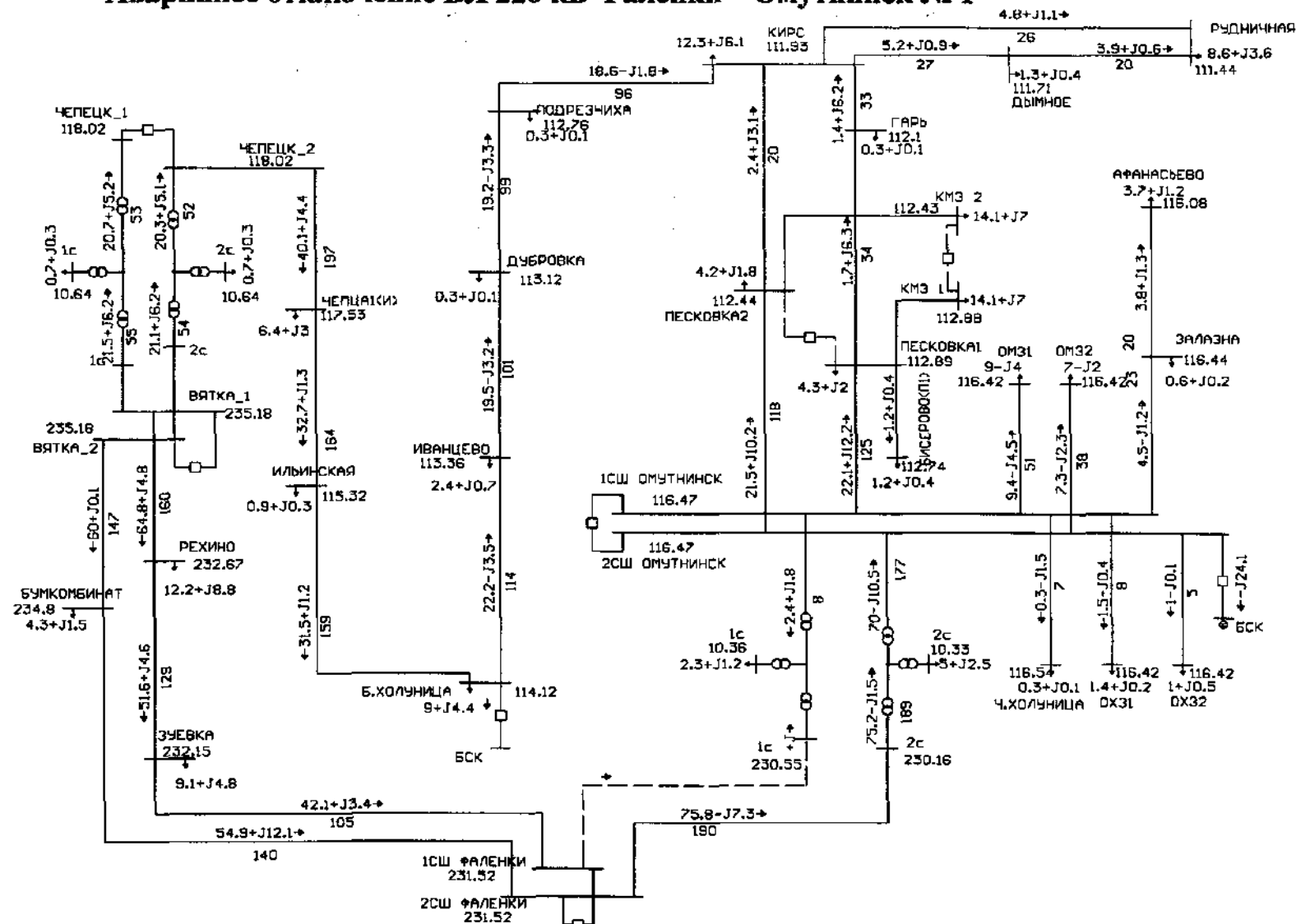
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

5. Зимний максимум 2019 года. Нагрузка КЛК – 5,8 МВт подключена к ПС 110 кВ Песковка. БСК 110 кВ ПС 220 кВ Омутнинск отключена. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 1

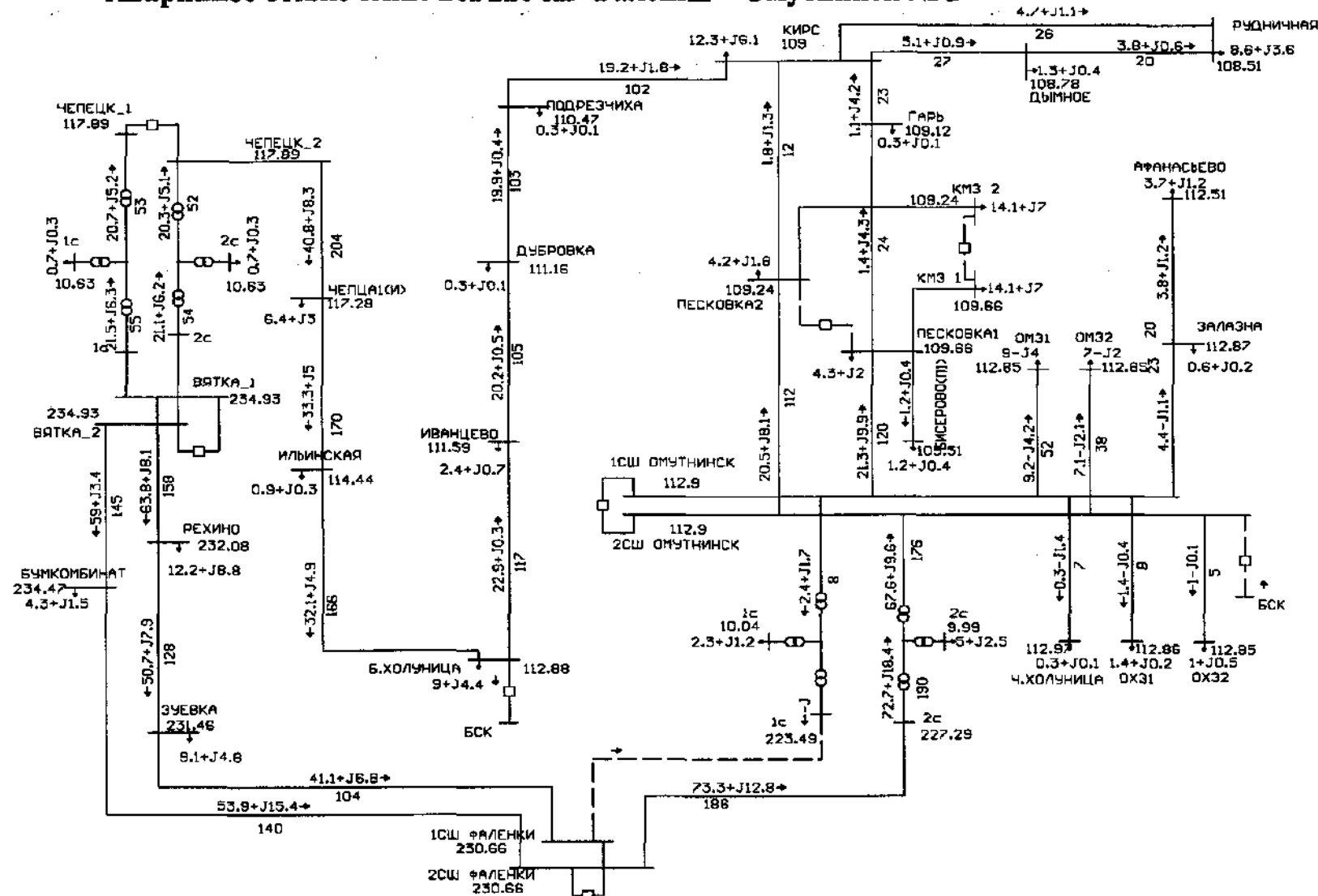


Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

2. ПС 110 кВ КМЗ введена. Зимний максимум 2020 года. БСК 110 кВ ПС 220 кВ Омутнинск включена. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 1

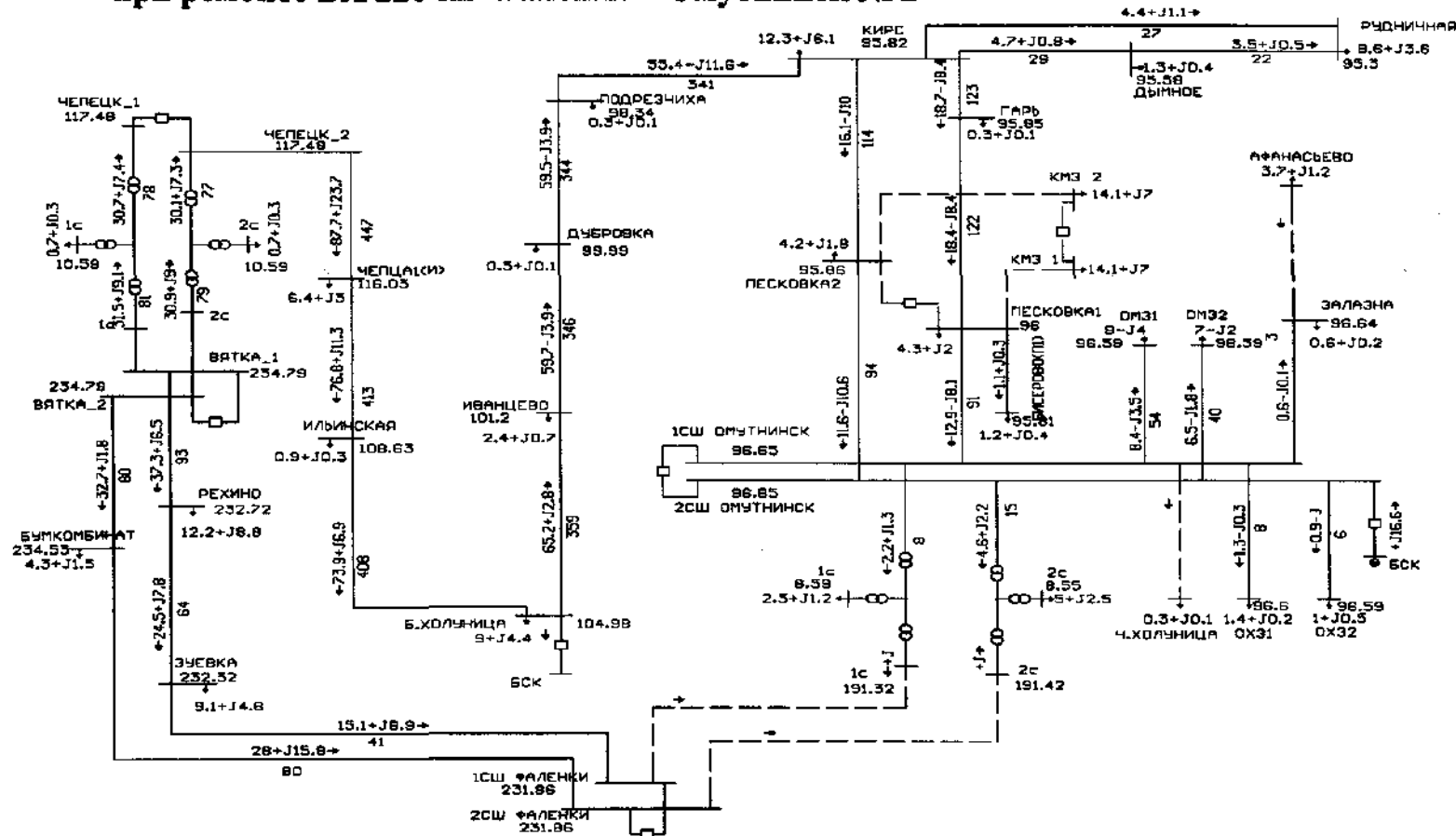


3. ПС 110 кВ КМЗ введена. Зимний максимум 2020 года. БСК 110 кВ ПС 220 кВ Омутнинск отключена. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 1



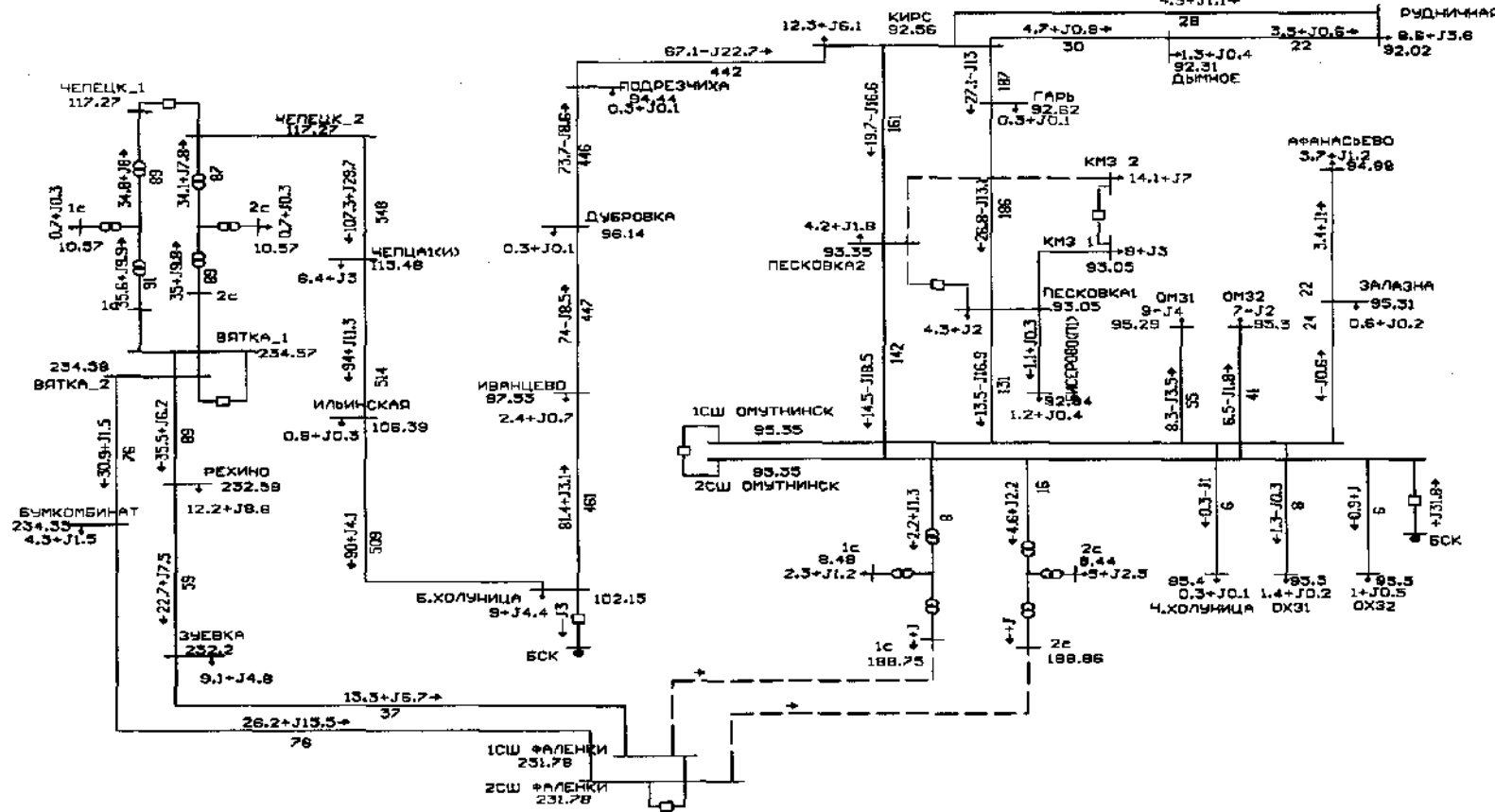
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

4. ПС 110 кВ КМЗ введена. Зимний максимум 2020 года. БСК 110 кВ ПС 220 кВ Омутнинск включена, БСК 10 кВ ПС 110 кВ Белая Холуница включена. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 1 при ремонте ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2



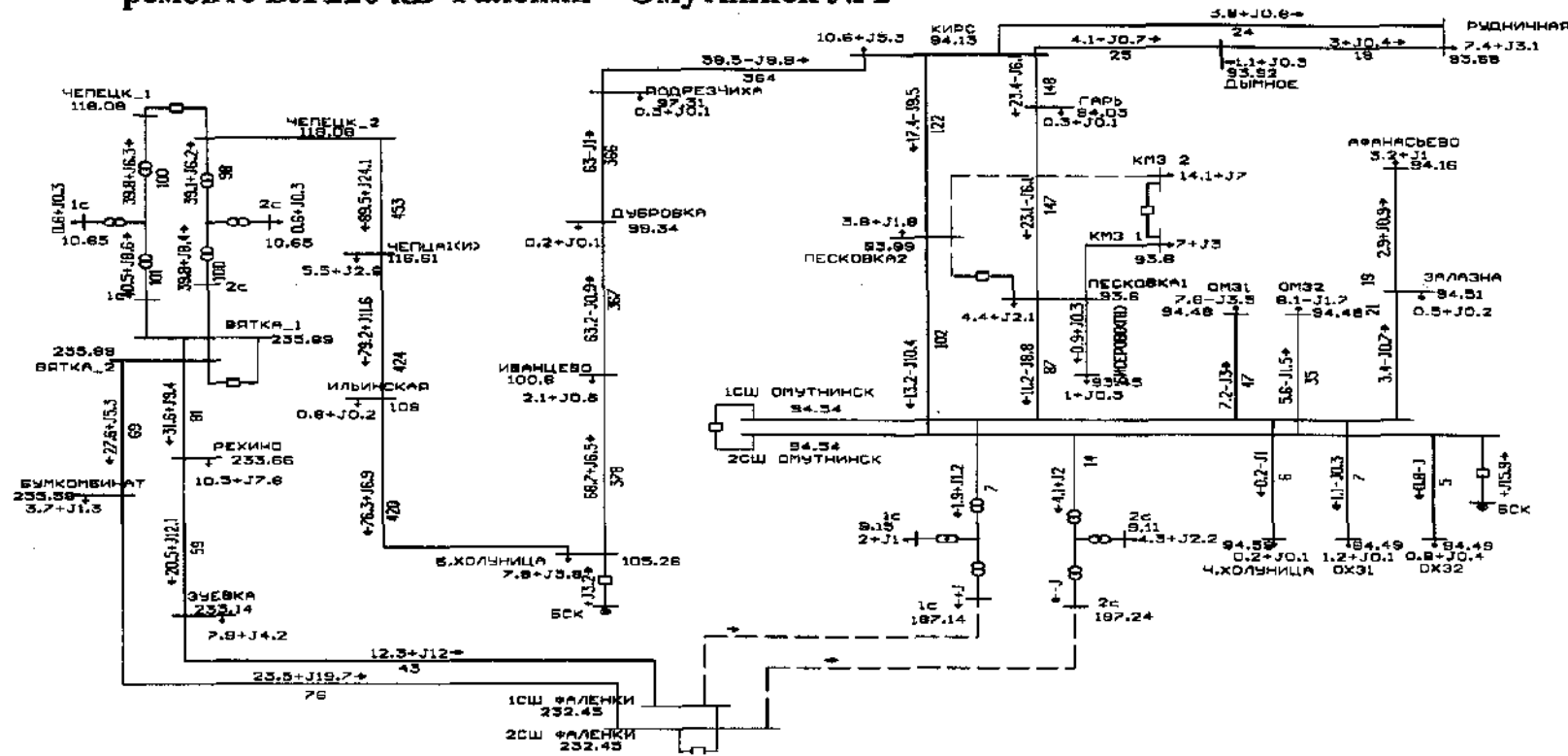
Примечание. Снижение уровней напряжения ниже уровня уставки АОСН на ПС 220 кВ Омутнинск (уставка 93 кВ), действующей на отключение ВМ 110 кВ ВЛ Афанасьёво, ВМ 110 кВ Черная Холуница и фидеров 10 кВ, АОСН на ПС 110 кВ Кирс (уставка 90 кВ), действующей на отключение фидеров 6 кВ и МВ 110 кВ ВЛ Рудничная -I, -II цепь. Для дополнительной разгрузки АОСН ПС 110 кВ КМЗ, действующей на отключение присоединений на ПС 110 кВ КМЗ. При суммарной разгрузке до 33 МВт режим входит в допустимую область. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет.

5. ПС 110 кВ КМЗ введена. Зимний максимум 2020 года. БСК 110 кВ ПС 220 кВ Омутнинск включена (с увеличенной мощностью 52 Мвар), БСК 10 кВ ПС 110 кВ Белая Холуница включена. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 1 при ремонте ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2



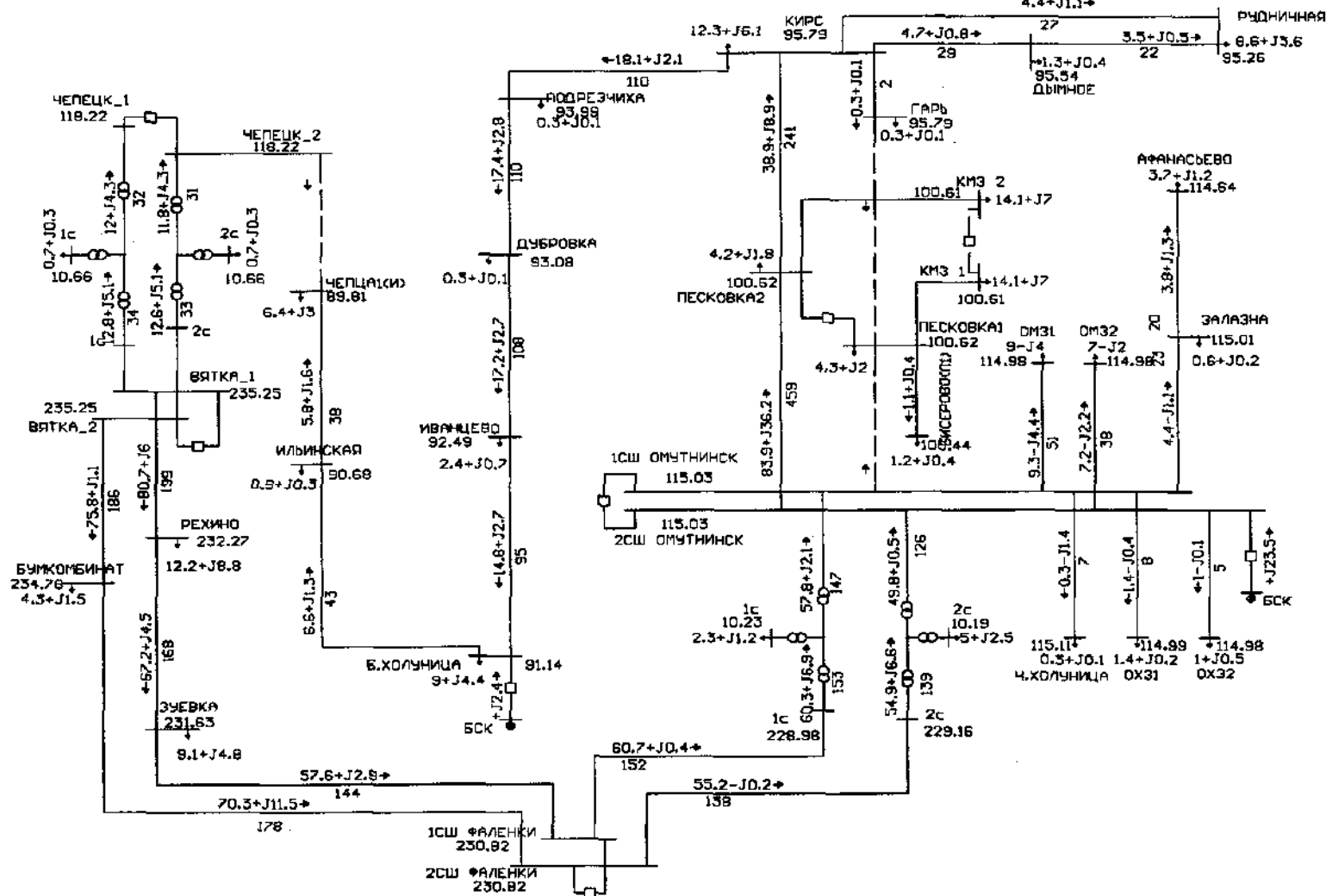
Примечание. Снижение уровней напряжения ниже уровня уставок АОСН на ПС 220 кВ Омутнинск, АОСН на ПС 110 кВ Кирс. Для разгрузки использована только АОСН ПС 110 кВ КМЗ, действующая на отключение присоединений на ПС 110 кВ КМЗ. При суммарной разгрузке 20,2 МВт режим входит в допустимую область. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, кроме ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца – 111,8% и ВЛ 110 кВ Ильинская – Белая Холуница – 103,8% (ограничение – ошиновка ПС 110 кВ Ильинская, провод АС120, ДДТН – 490 А). При замене ошиновки ПС 110 кВ Ильинская на АС 185 и повышении ДДТН до 600 А превышения длительно допустимых токовых нагрузок нет.

8. ПС 110 кВ КМЗ введена. Летний максимум 2020 года. БСК 110 кВ ПС 220 кВ Омутнинск включена, БСК 10 кВ Белая Холуница включена. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 1 при ремонте ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2



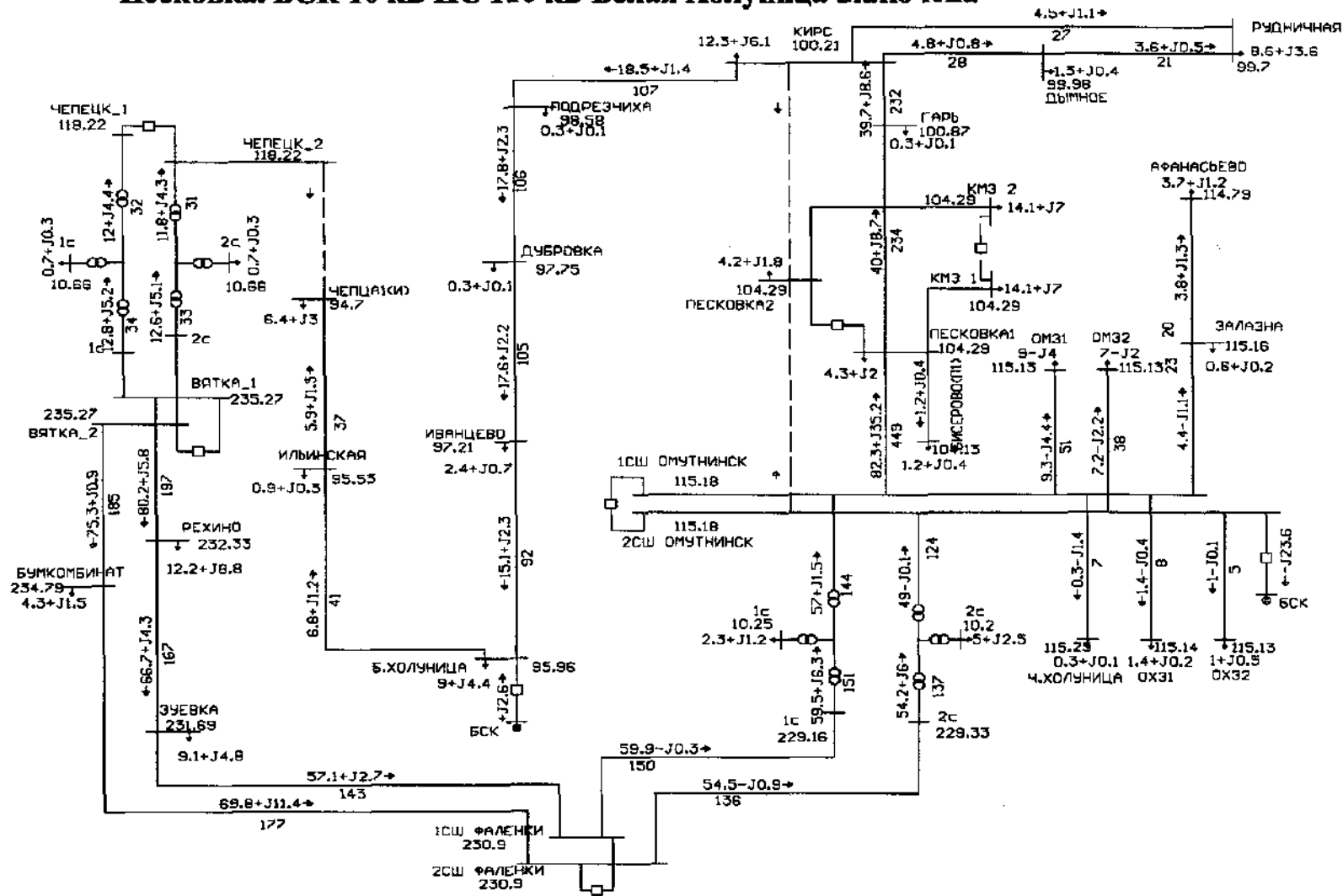
Примечание. Снижение уровней напряжения ниже уровня уставок АОСН на ПС 220 кВ Омутнинск, АОСН на ПС 110 кВ Кирс. Для разгрузки использована только АОСН ПС 110 кВ КМЗ, действующая на отключение присоединений на ПС 110 кВ КМЗ. При суммарной разгрузке 21,1 МВт режим входит в допустимую область. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, кроме ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца – 119,2% и ВЛ 110 кВ Ильинская – Белая Холуница – 110,3% (ограничение: сечение ошиновки ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ Ильинская – АС-120). При замене ошиновки на АС 185 и повышении ДДТН до 510 А превышения длительно допустимых токовых нагрузок нет.

11. ПС 110 кВ КМЗ введена. Зимний максимум 2020 года. Аварийное отключение выключателя 110 кВ ВЛ Ильинская на ПС 110 кВ Чепецк в схеме ремонта ВЛ 110кВ Омутнинск – Гарь с отпайкой на ПС Песковка. БСК 10 кВ ПС 110 кВ Белая Холуница включена



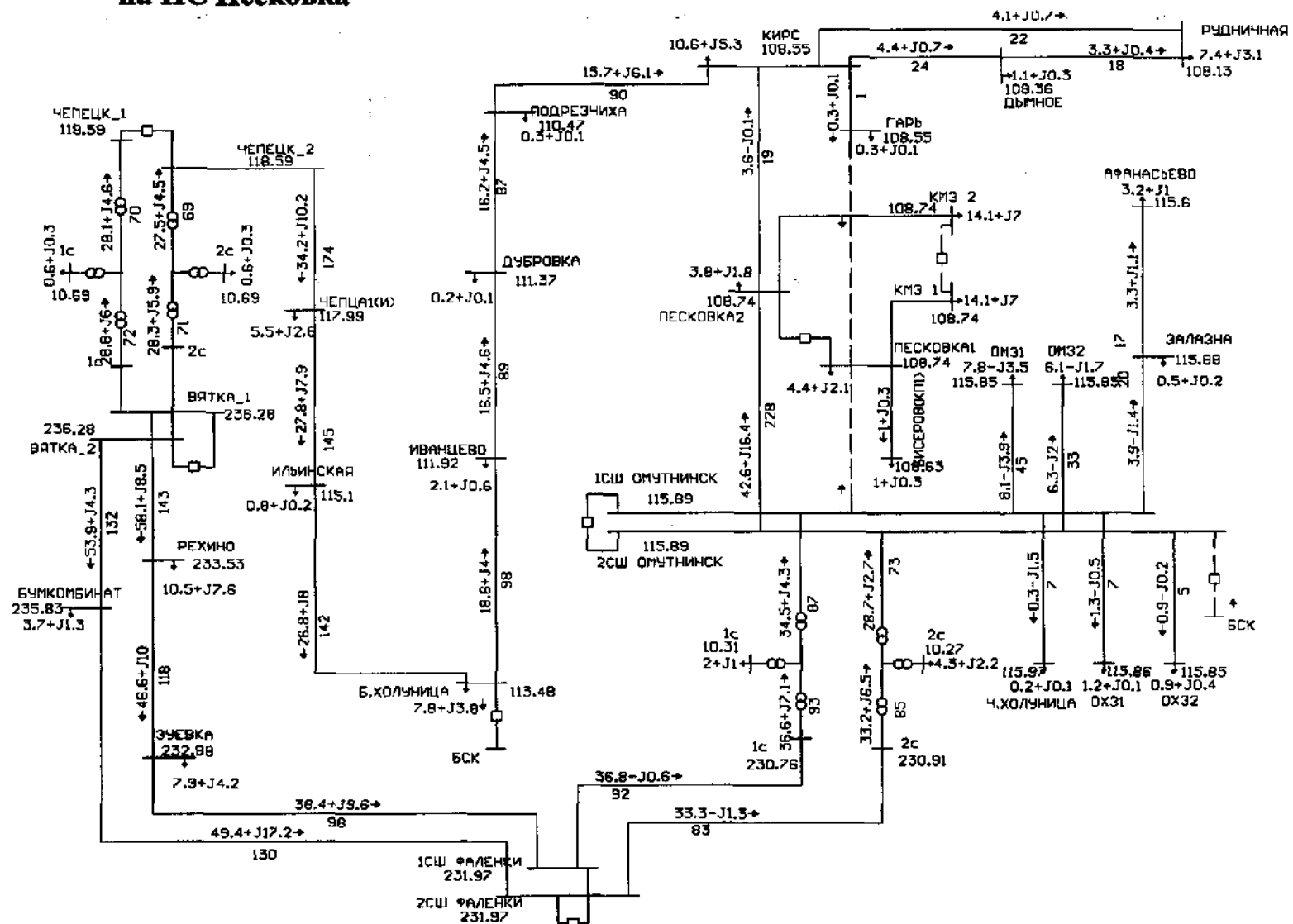
Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

12. ПС 110 кВ КМЗ введена. Зимний максимум 2020 года. Аварийное отключение выключателя 110 кВ ВЛ Ильинская на ПС 110 кВ Чепецк в схеме ремонта ВЛ 110кВ Омутнинск – Кирс с отпайкой на ПС Песковка. БСК 10 кВ ПС 110 кВ Белая Холуница включена



Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

13. ПС 110 кВ КМЗ введена. Летний максимум 2020 года. В ремонте ВЛ 110 кВ Омутнинск – Гарь с отпайкой на ПС Песковка



Примечание. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого снижения уровней напряжения нет.

СПИСОК

сокращенных наименований, используемых в Программе развития электроэнергетики Кировской области на 2019 – 2023 годы

- АТГ – автотрансформаторная группа;
- АЭС – атомная электростанция;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВРУ – вводно-распределительное устройство;
- ГПП – главная понизительная подстанция;
- ГРЭС – государственная районная электростанция;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ДЗ – дуговая защита;
- ЕЭС – единая энергетическая система;
- ЗАО – закрытое акционерное общество;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- КЗ – короткозамыкатели;
- КЛ – кабельная линия;
- «КТК» – «Кировская теплоснабжающая компания»;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- ЛЭП – линия электропередач;
- МРСК – Межрегиональная распределительная сетевая компания;
- МУП – муниципальное унитарное предприятие;
- МЭС – магистральные электрические сети;
- ОАО – открытое акционерное общество;
- ОД – отделители;
- ООО – общество с ограниченной ответственностью;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОЭС – объединенная энергосистема;
- ПГУ – парогазовая установка;
- ПС – подстанция;
- РСК – распределительная сетевая компания;
- РТП – распределительная трансформаторная подстанция;
- РУ – распределительное устройство;
- СШ – система шин;
- ТГ – турбогенератор;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- тут – тонна условного топлива;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- УП – узловой пункт;
- «ФСК ЕЭС» – «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»;
- ц. – цепь;
- АО – акционерное общество;
- ПИР – проектно-изыскательские работы;

ТЦ – торговый центр;
ССК – сельский строительный комбинат;
ПАО – публичное акционерное общество;
МБУ – муниципальное бюджетное учреждение;
ТУ – технические условия;
РП – распределительный пункт;
кВ – киловольт;
МВт – мегаватт;
Гкал/час – гигаКалория в час;
кг у.т. – килограмм условного топлива;
КВЛ – кабельно-воздушная линия;
КРМ – компенсация реактивной мощности;
БСК – батарея статических конденсаторов;
АПВ – автоматическое повторное включение;
АО «СО ЕЭС» – открытое акционерное общество «Системный оператор
Единой энергетической системы».
