



## ГУБЕРНАТОР КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ

### УКАЗ

27.04.2017

№ 25

г. Киров

### **О Программе развития электроэнергетики Кировской области на 2018 – 2022 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 2018 – 2022 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 с 01.01.2018 Указ Губернатора Кировской области от 22.04.2016 № 115 «О Программе развития электроэнергетики Кировской области на 2017 – 2021 годы».
4. Контроль за выполнением Указа возложить на и.о. заместителя Председателя Правительства области, министра промышленности и энергетики Кировской области Михеева Е.М.
5. Настоящий Указ вступает в силу с 01.01.2018.

Врио Губернатора  
Кировской области И.В. Васильев

Приложение

УТВЕРЖДЕНА

Указом Губернатора  
Кировской области  
от *27.04.2017* № *85*

**ПРОГРАММА**  
**развития электроэнергетики Кировской области**  
**на 2018 – 2022 годы**

## 1. Общая характеристика региона

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

Площадь – 120,4 тыс. кв. километров.

В Кировской области проживает 1292 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, 521 тыс. человек);

Кирово-Чепецк (53,36 кв. километра, 74 тыс. человек);

Вятские Поляны (28,34 кв. километра, 33,3 тыс. человек);

Слободской (49,05 кв. километра, 33,8 тыс. человек);

Котельнич (29,24 кв. километра, 24,2 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. км.

Протяженность автомобильных дорог – 24,1 тыс. км.

Протяженность водных путей – 1,8 тыс. км.

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

Климат континентальный с продолжительной холодной многоснежной зимой и умеренно теплым летом. Средняя температура января – -12...-15 °С, июля – +17...+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 га).

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 энергосистемой, 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. ЗАО «Кировская ТЭЦ-1» принадлежит Кировская ТЭЦ-1.

Суммарная установленная мощность электростанций в Кировской энергосистеме составляет 961,3 МВт и 2926 Гкал/ч.

### 2.1.2. Сетевые компании

На территории области имеется в эксплуатации около 45 тыс. километров линий электропередачи напряжением 500-0,4 кВ, около 12 тыс. трансформаторных подстанций. Основной объем электрооборудования и электрических линий находится на балансе четырех специализированных электросетевых организаций. Всего на территории области осуществляют деятельность по передаче электрической энергии 36 территориальных сетевых 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 39,07 тыс. километров электросетей напряжением 0,4 – 6 – 10 – 35 – 110 кВ и 9163 подстанции напряжением 35-110/6-10 кВ и 6-10/0,4 кВ.

МУП «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.

ОАО «Кировская теплоснабжающая компания» осуществляет транспортировку и реализацию тепловой энергии от ТЭЦ филиала «Кировский» ПАО «Т Плюс» потребителям, подключенным не к коллекторам станций, а также вырабатывает тепловую энергию на котельных.

### 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»;

ООО «НЕФТЕХИМ-Энерго Трейд» является поставщиком электрической энергии для ОАО «Моломский лесохимический завод»;

ООО «УВЗ-ЭНЕРГО» является поставщиком электрической энергии для АО «ЛЕПСЕ»;

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

ООО «Энергопрогноз» является поставщиком электрической энергии для ОАО «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 за период 2012 – 2016 годы

Таблица 1

Наименование	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
Электропотребление, млн.кВт*ч	7477,8	7402,4	7507,9	7374,8	7311,7
Абсолютный прирост электропотребления, млн.кВт*ч	+89,1	-75,4	+105,5	-133,1	-63,1
Среднегодовые темпы прироста, %	-1,2	-1,0	+1,4	-1,8	-0,9

За истекшие пять лет электропотребление на территории Кировской области снизилось на 2,3 %.

### 2.3. Перечень основных крупных потребителей

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

ООО «Энергоснабжающая организация Кирово-Чепецкого химического комбината» (далее – ЭСО «КЧХК»);

ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»;

ООО «Русэнергоресурс»;

ЗАО «Энергопромышленная компания»;

ОАО «Кировский шинный завод»;

ЗАО «Омутнинский металлургический завод»;

АО «Кировское машиностроительное предприятие»;

АО «Вятское машиностроительное предприятие «АВИТЕК»;

АО «Завод «Сельмаш»;

ООО «УВЗ-ЭНЕРГО»;

ООО «Вятский фанерный комбинат»;

Филиал «Кировский» ПАО «Г Плюс» СН Кировских ТЭЦ.

Потребление электроэнергии основными потребителями Кировской области за период 2012 – 2016 годы (млн. кВт\*ч)

Таблица 2

№ п/п	Наименование	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	Доля в потреблении по энергосистеме за 2016 год, %
1	ЭСО «КЧХК»	1191,2	1201,3	1209,4	1192,6	1204,3	16,5
2	ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	736,1	701,1	743,5	750,6	733,4	10,0
3	ООО «Русэнергоресурс»	294,7	263,8	219,0	220,7	202,9	2,8
4	ЗАО «Энергопромышленная компания»	77,6	79,3	75,0	71,3	75,9	1,0
5	ОАО «Кировский шинный завод»	73,7	84,6	82,1	85,6	89,4	1,2
6	ЗАО «Омутнинский металлургический завод»	72,2	76,4	74,2	84,5	89,3	1,2
7	АО «Кировское машиностроительное предприятие»	-	-	-	-	6,0	0,1
8	АО «Вятское машиностроительное предприятие «АВИТЕК»	33,2	33,0	36,4	37,4	35,3	0,5



№ п/п	Наименование	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	Доля в потреблении по энергосистеме за 2016 год, %
9	АО «Завод «Сельмаш»	19,9	17,4	15,9	18,2	26,1	0,4
10	ООО «УВЗ-ЭНЕРГО»	47,5	49,4	51,7	51,5	32,6	0,4
11	ООО «Вятский фанерный комбинат»	47,4	46,1	47,3	47,7	50,5	0,7
12	Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» СН Кировских ТЭЦ	580,9	579,1	634,7	557,2	527,6	7,2

В истекшем пятилетии основные промышленные потребители Кировской области, в целом, характеризуются устойчивым ростом электропотребления в размере 1,1÷23,6%.

Потребление мощности основными потребителями Кировской области за период 2012 – 2016 годы (МВт)

Таблица 3

№ п/п	Наименование	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
1	ЭСО «КЧЖК»	162	168	157	158	164
2	ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	118	124	133	134	134
3	ООО «Русэнергоресурс»	42	44	38	38	35
4	ЗАО «Энергопромышленная компания»	14	16	15	16	16
5	ОАО «Кировский шинный завод»	16	15	12	14	14
6	ЗАО «Омутнинский металлургический завод»	19	19	16	20	19
7	АО «Кировское машиностроительное предприятие»	-	-	-	-	1
8	АО «Вятское машиностроительное предприятие «АВИТЕК»	12	12	12	12	13
9	АО «Завод «Сельмаш»	5	5	4	5	7
10	ООО «УВЗ-ЭНЕРГО»	16	15	14	14	9
11	ООО «Вятский фанерный комбинат»	8	8	8	8	9

№ п/п	Наименование	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
12	Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» СН Кировских ТЭЦ	109	118	104	103	95

Потребление мощности основными промышленными потребителями Кировской области в 2012-2016 гг. носит, в основном, стабильный характер.

#### 2.4. Динамика изменения максимума нагрузки и наличие резерва мощности крупных узлов нагрузки за последние пять лет

##### Динамика изменения максимума нагрузки

Таблица 4

Кировская энергосистема	Дата	18.12.2012	18.01.2013	27.01.2014	23.01.2015	23.12.2016
	Время	09:00	09:00	11:00	09:00	09:00
	Максимум, МВт	1272	1241	1244	1215	1224
	Прирост %	+3,2	-2,4	+0,2	-2,3	+0,7
Центральный энергорайон	Дата	02.02.2012	20.12.2013	30.01.2014	26.01.2015	23.12.2016
	Время	10:00	09:00	10:00	11:00	09:00
	Максимум, МВт	1152	1146	1141	1127	1113
	Прирост %	+2,0	-0,5	-0,4	-1,2	-1,2
Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка	Дата	06.02.2012	20.12.2013	24.01.2014	22.01.2015	23.12.2016
	Время	10:00	09:00	09:00	10:00	09:00
	Максимум, МВт	1037	1029	1038	1034	1025
	Прирост %	-0,2	-0,8	+0,9	-0,4	-0,9
Энергорайон 110 кВ Киров – ТЭЦ-4 – Оричи	Дата	05.11.2012	18.01.2013	29.01.2014	23.01.2015	20.12.2016
	Время	09:00	10:00	10:00	14:00	15:00
	Максимум, МВт	457	437	457	416	435
	Прирост %	+11,2	-4,4	+4,6	-8,1	+4,6

Энергорайон Кировской ТЭЦ-4	Дата	25.12.2012	22.01.2013	29.01.2014	23.01.2015	20.12.2016
	Время	09:00	10:00	10:00	11:00	10:00
	Максимум, МВт	261	255	263	254	252
	Прирост %	+4,6	-2,4	+3,1	-3,4	-0,8
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3	Дата	15.02.2012	20.12.2013	09.12.2014	20.01.2015	21.12.2016
	Время	10:00	10:00	09:00	10:00	09:00
	Максимум, МВт	217	188	191	206	199
	Прирост %	-1,4	-13,4	+1,6	+7,9	-3,4
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3 – Чепецк	Дата	25.02.2012	20.12.2013	01.12.2014	10.11.2015	02.12.2016
	Время	10:00	09:00	17:00	11:00	09:00
	Максимум, МВт	295	290	288	259	257
	Прирост %	+26,1	-1,7	-0,7	-10,1	-0,1
Кирсинско- Омутнинский энергорайон	Дата	21.12.2012	28.01.2013	07.02.2014	20.01.2015	23.12.2016
	Время	18:00	09:00	10:00	11:00	09:00
	Максимум, МВт	86	82	79	78	78
	Прирост %	0	-4,7	-3,7	-1,3	0
Фаленско – Омутнинский энергорайон	Дата	21.02.2012	28.01.2013	08.01.2014	18.12.2015	23.12.2016
	Время	11:00	11:00	17:00	09:00	09:00
	Максимум, МВт	133	136	137	136	136
	Прирост %	+2,3	+2,3	+0,7	-0,7	0
Котельнический энергорайон	Дата	25.12.2012	11.01.2013	03.03.2014	16.12.2015	16.12.2016
	Время	15:00	15:00	17:00	09:00	18:00
	Максимум, МВт	112	115	99	100	104
	Прирост %	+4,7	+2,7	-13,97	+1,0	+4,0
Мурашинский (Северный) энергорайон	Дата	30.01.2012	25.01.2013	20.01.2014	27.01.2015	22.12.2016
	Время	09:00	09:00	09:00	10:00	09:00
	Максимум, МВт	64	63	63	65	65
	Прирост %	0	-1,6	0	+3,2	0

Южный энергорайон	Дата	25.12.2012	16.12.2013	27.01.2014	17.02.2015	26.01.2016
	Время	09:00	09:00	09:00	10:00	19:00
	Максимум, МВт	88	109	119	115	113
	Прирост %	-2,2	+23,9	+9,2	-3,4	-1,7
Вятско-Полянский энергорайон	Дата	13.02.2012	11.03.2013	20.01.2014	24.11.2015	27.12.2016
	Время	15:00	10:00	11:00	12:00	16:00
	Максимум, МВт	91	85	96	93	96
	Прирост %	-3,2	-6,6	+12,9	-3,1	+3,2

## 2.5. Структура установленной электрической мощности на территории Кировской области

Таблица 5

(МВт)

Наименование	Установленная мощность на 01.01.2017	Вводы генерирующего оборудования с 01.01.2016 по 01.01.2017	Перемаркировка генерирующего оборудования с 01.01.2016 по 01.01.2017	Демонтаж генерирующего оборудования с 01.01.2016 по 01.01.2017
Всего по ТЭС:	961,3	-	-3	-234
ЗАО «Кировская ТЭЦ-1»	10,3	-	-	-
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-3	258	-	-3	-124
ТГ-3			-3 (01.04.2016)	
ТГ-4				-25 (01.01.2016)
ТГ-5				-27 (01.01.2016)
ТГ-6				-42 (01.01.2016)
ТГ-8				-30 (01.01.2016)
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	88	88	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	Е-236/40,2-9,15/1,5-515/298-19,3вв	Блок 1	Т-63/76-8,8 ГТЭ-160	КВГМ-100
Кировская ТЭЦ - 4	243	1142	422	2	БКЗ-210-140ф	2	Тп-65/75-12,8	ПТВМ-180
				3	БКЗ-210-140ф	3	Т-50-130	ПТВМ-180
				4	БКЗ-210-140ф	6	Т-120/130-130-8МО	ПТВМ-180
				5	БКЗ-210-140ф			ПТВМ-180
				6	БКЗ-210-140ф			
				7	БКЗ-210-140ф			
				8	БКЗ-210-140ф			
				9	БКЗ-210-140ф			
				10	БКЗ-210-140ф			
				Кировская ТЭЦ - 5	450	1090	730	1
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 2016 год, (млн. кВт·ч)	Изменение выработки к предыдущему году, %
Всего по ТЭС	4516,1	-5,9
ЗАО «Кировская ТЭЦ-1»	35,0	-5,9
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-3	1695,4	-2,7
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-4	1241,6	-1,9
Филиал «Кировский» ПАО «Т Плюс» Кировская ТЭЦ-5	1544,1	-11,9

Электрические станции Кировской энергосистемы в 2016 году на 5,9 % снизили выработку электроэнергии по сравнению с 2015 годом.

## 2.8. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние пять лет (2012 – 2016 годы)

Баланс электрической энергии

Таблица 8

(млн. кВт·ч)

Наименование показателя	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
Потребление электрической энергии	7477,8	7402,4	7507,9	7374,8	7311,7
Выработка электрической энергии	4238,9	4014,2	4765,9	4798,2	4516,1
Сальдо перетоков	3238,9	3388,2	2742,0	2576,6	2795,6

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

(МВт)

Дата/Время	18.12. 2012	18.01. 2013	27.01. 2014	23.01. 2015	23.12. 2016
	09:00	09:00	11:00	09:00	09:00
Собственный максимум потребления	1272	1241	1244	1215	1224
Установленная мощность Кировских ТЭЦ	869,3	869,3	819,3	1198,3	1071,3
Располагаемая мощность Кировских ТЭЦ	868,6	868,4	818,6	1191,8	1066,8
Дефицит	403,4	371,7	424,7	23,2	157,2

С вводом новых генерирующих мощностей на Кировской ТЭЦ-3 и Кировской ТЭЦ-4 в Кировской энергосистеме снизился дефицит мощности с 403,4 МВт в 2012 году до 157,2 МВт в 2016 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;
- 143 подстанций напряжением 110 кВ.

### 2.9.2. Установленная мощность трансформаторов разных классов напряжения на понизительных подстанциях ОЭС по состоянию на 01.01.2017

Таблица 10

(МВА)

Класс напряжения	110 кВ	220 кВ	500 кВ
Энергосистема -- всего	4508,6	2318,0	1002
в том числе			
оборудование генерирующих и сетевых компаний	2796,3	1935,0	1002
оборудование потребительских ПС	1712,3*	383,0	-

\* Увеличение мощности потребительских подстанций связано с заменой трансформатора Т2 на ПС 110 кВ Лянгасово мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.

### 2.9.3. Линии электропередачи

Протяженность линий электропередачи Кировской энергосистемы по состоянию на 01.01.2017 (по цепям):

384 километра напряжением 500 кВ;

937,47 километра напряжением 220 кВ;

4016,95 километра напряжением 110 кВ.

### 2.9.4. Средства компенсации реактивной мощности

Количество и установленная мощность средств компенсации реактивной мощности в энергосистеме:

1 синхронный компенсатор суммарной установленной мощностью на ПС 220 кВ Котельнич СК-1 (50 МВАр);

1631 батарей статических конденсаторов суммарной установленной мощностью 510,81 МВАр, в том числе:

17 батарей статических конденсаторов на энергообъектах сетевых компаний суммарной установленной мощностью 229,75 МВАр,

1614 батарей статических конденсаторов потребительских суммарной установленной мощностью 281,06 МВАр.

## 2.10. Основные внешние связи энергосистемы Кировской области

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

### 2.10.1. Связи с 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 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 ОЭС Северо-Запада

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

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

### 2.10.4. Связи с 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;

Вятскополянский.

### **2.11.1. Центральный энергорайон Кировской энергосистемы**

Центральный энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты: ПС 500 кВ Вятка, ПС 220 кВ Киров, Чепецк, Омутнинск, Мураши, Котельнич, Лебяжье, Марадыково, Зуевка, Бумкомбинат, Рехино, РП 220 кВ Фаленки и ПС 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, Чепецк, Мураши, Котельнич, Лебяжье, Марадыково и ПС 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 Режино, 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 с населением 519 тыс. жителей, 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, Сельмаш, 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, Беляево, Вахруши, Слободская, ГПП, Азот и др. 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, Беляево, Вахруши, Слободская, ГПП, Азот и др. 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, Бумкомбинат, Рехино, Омутнинск, ПС 110 кВ Кирс, Иванцево, Белая Холуница, Ильинская и др.

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, Слудка,

Лазарево 1, ПС 110 кВ, питающиеся по радиальной сети 110 кВ от ПС 220 кВ Вятские Поляны и др.

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**

#### **Износ основных фондов**

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 составляет 71,3%.

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

Таблица 11

№ п/п	Наименование муниципального образования	Наименование ПС	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Срок службы на 01.01.2017, лет
1	город Киров	ПС 220 кВ Киров	220/110/35/6	1964	52
2	Котельничский район	ПС 220 кВ Котельнич	220/110/10	1964	52



Перечень подстанций филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», срок службы которых превысил 50 лет.

Таблица 12

№ п/п	Наименование муниципального образования	Наименование ПС	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Срок службы на 01.01.2017, лет
1	Город Киров	ПС 110 кВ Северная	110/35/6	1952	64
2	Город Киров	ПС 110 кВ Восточная	110/6-10	1958	58
3	Город Киров	ПС 110 кВ Заречная	110/35/6	1962	54
4	Город Киров	ПС 110 кВ Первомайская	110/6	1963	53
5	Белохолуницкий район	ПС 110 кВ Белая Холуница	110/35/10	1962	54
6	Белохолуницкий район	ПС 110 кВ Иванцево	110/35/10	1965	51
7	Верхнекамский район	ПС 110 кВ Кирс	110/6	1961	55
8	Верхнекамский район	ПС 110 кВ Рудничная	110/35/10	1961	55
9	Мурашинский район	ПС 110 кВ Мураши	110/35	1961	55
10	Слободской район	ПС 110 кВ Садовая	110/10/6	1955	61
11	Слободской район	ПС 35 кВ Прокопье	35/10/6	1955	61
12	Юрьянский район	ПС 35 кВ Медяны	35/10	1958	58
13	Юрьянский район	ПС 110 кВ Юрья	110/35/10/6	1961	55
14	Юрьянский район	ПС 110 кВ Красный Курсант	110/35/6	1961	55
15	Куменский район	ПС 35 кВ Вожгалы	35/10	1960	56
16	Куменский район	ПС 110 кВ Бурмакино	110/10	1962	54

№ п/п	Наименование муниципального образования	Наименование ПС	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Срок службы на 01.01.2017, лет
17	Куменский район	ПС 110 кВ Кумены	110/35/10	1962	54
18	Советский район	ПС 110 кВ Советск	110/35/10	1963	53
19	Зуевский район	ПС 35 кВ Мухино	35/10	1964	52
20	Унинский район	ПС 110 кВ Уни	110/35/10	1965	51
21	Оричевский	ПС 110 кВ Оричи	110/35/10	1965	51
22	Сунский	ПС 110 кВ Суна	110/35/10	1965	51
23	Кирово-Чепецкий район	ПС 35 кВ Каринторф	35/6	1955	61
24	Уржумский район	ПС 35 кВ Большой Рой	35/10	1965	51

3780 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 1029,37 километров (14% 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 01.01.2017 достигла 67,3 %.

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

Анализ технологических нарушений в электросетевом комплексе филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», происшедших в 2016 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

Таблица 13

Причины технологических нарушений	ПС 35-110 кВ, %	ВЛ 35-110 кВ, %
Старение изоляции	6	1,3
Старение материалов	12	3,1

С увеличением износа 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 надежности электроснабжения существующих потребителей электроэнергии является комплексной многоуровневой задачей, которая решается путем поддержания в работоспособном состоянии действующих объектов электроэнергетики, своевременным проведением технического обслуживания и ремонтных работ.

Схема развития электроэнергетики Кировской области на 2018 – 2022 годы приведена в приложении № 1.

#### 4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на пятилетний период (2018 – 2022 годы)

Таблица 14  
(млн. кВт·ч)

Наименование показателя	Текущий год	Прогнозируемый период				
		2017 (прогноз)	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Потребление э/э, млн. кВт·ч	7267	7292	7325	7393	7415	7450
% к предыдущему году		0,3	0,5	0,9	0,3	0,5
Потребление мощности, МВт	1210	1215	1223	1223	1230	1236
% к предыдущему году		0,4	0,7	0,0	0,6	0,5

К 2022 году в Кировской области ожидается увеличение потребления электрической энергии на 0,2% и электрической мощности на 0,1% по сравнению с 2018 годом.

#### 4.3. Детализация максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Кировской области

Таблица 15  
(МВт)

Зимний период	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Центральный энергорайон	1127	1147	1182	1206	1213	1221
Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка	1038	1052	1063	1086	1092	1099
Энергорайон 110 кВ Киров – ТЭЦ-4 – Оричи	440	446	451	460	463	466
Энергорайон Кировской ТЭЦ-4	255	258	261	266	268	270
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3	201	136*	138*	142*	144*	145*
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3 – Чепецк	260	263	266	272	273	275
Кирсинско – Омутнинский энергорайон	79	85	92	93	94	94
Фаленско – Омутнинский энергорайон	138	144	168	171	172	173
Котельнический энергорайон	105	107	108	110	111	111
Мурашинский (Северный) энергорайон	66	67	67	70	70	71
Южный энергорайон	114	116	117	119	120	121
Вятско – Полянский энергорайон	94	95	96	98	99	100

\*При реализации технических условий на технологическое присоединение ПС 110 кВ ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк» к ПС 220 кВ Чепецк.

Таблица 16  
(МВт)

Летний период	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Центральный энергорайон	892	909	941	961	967	973
Энергорайон СШ 220 кВ ПС 500 кВ Вятка	835	846	855	874	879	884
Энергорайон 110 кВ Киров – ТЭЦ-4 – Оричи	324	328	332	338	340	342
Энергорайон Кировской ТЭЦ-4	196	199	201	205	206	208
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3	162	99*	101*	104*	105*	106*
Энергорайон Кировской ТЭЦ-3 – Чепецк	209	212	214	218	220	221
Кирсинско – Омутнинский энергорайон	65	70	77	79	79	79
Фаленско – Омутнинский энергорайон	111	117	141	143	144	145
Котельнический энергорайон	76	77	78	79	80	80
Мурашинский (Северный) энергорайон	44	45	46	48	48	48
Южный энергорайон	84	85	86	88	88	89
Вятско – Полянский энергорайон	81	82	83	85	85	86

\*При реализации технических условий на технологическое присоединение ПС 110 кВ ООО «ГалоПолимер Кирово-Чепецк» к ПС 220 кВ Чепецк.

#### 4.4. Перспективный баланс производства и потребления электрической энергии и мощности

Структура перспективных балансов электроэнергии с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на период 2018 – 2022 годов

Таблица 17  
(млн. кВт·ч)

Наименование показателя	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Потребность (электропотребление)	7292	7325	7393	7415	7450
Покрытие (производство электроэнергии)	4124	4107	4100	4103	4305
в том числе:					
АЭС					
ГЭС					
ТЭС	4124	4107	4100	4103	4305
ВИЭ					
Сальдо перетоков	3168	3218	3293	3312	3145

Структура перспективных балансов мощности с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на период 2018 – 2022 годов

Таблица 18

(МВт)

Наименование показателя	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Потребность (собственный максимум)	1215	1223	1223	1230	1236
Покрытие (установленная мощность)	961,3	961,3	961,3	961,3	961,3
в том числе:					
АЭС					
ГЭС					
ТЭС	961,3	961,3	961,3	961,3	961,3
ВИЭ					
Дефицит	253,7	261,7	261,7	268,7	274,7

#### 4.5. Развитие электрической сети напряжением 35 кВ и выше

Программой развития электроэнергетики Кировской области на 2018 – 2022 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 схем и программ перспективного развития электроэнергетики Кировской области.

Ниже приводится перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых настоящей Программой на 2018 – 2022 годы.

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых Программой на 2018-2022 гг.

Таблица 19

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
1	Строительство ПС 110 кВ Урванцево с установкой трансформатора Т1 мощностью 40 МВА	<p>Необходимость строительства ПС 110 кВ Урванцево обосновывается недопустимой токовой нагрузкой трансформаторов существующей ПС 110 кВ Коммунальная – основного центра питания западной части г. Кирова.</p> <p>На ПС 110 кВ Коммунальная установлены 2 трансформатора номинальной мощностью 25/16 МВА (номинальная мощность трансформаторов при использовании системы охлаждения ДЦ 25 МВА, при использовании системы Д - 16 МВА).</p> <p>ПАО «МРСК Центра и Приволжья» выдано предписание снизить шумовую нагрузку по условиям комфортного проживания населения близлежащего микрорайона (Акт проверки Управления Роспотребнадзора по Кировской области № 0269 от 20.06.2016).</p> <p>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.</p> <p>Загрузка трансформаторов ПС 110 кВ Коммунальная в режиме зимних максимальных нагрузок 2016/2017 годов достигла 25,5 МВА.</p> <p>В послеаварийном режиме (отключение одного из трансформаторов ПС 110 кВ Коммунальная) загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 159% (при номинальной мощности трансформатора 16 МВА).</p> <p>Общий объем действующих технических условий на технологическое присоединение (ТУ на ТП) по ПС 110 кВ Коммунальная составляет 1,1 МВт. При реализации указанных ТУ на ТП загрузка оставшегося в работе</p>



№ п/п	Мероприятие	Обоснование
		<p>трансформатора в послеаварийном режиме составит 166% (при мощности трансформатора 16 МВА).</p> <p>В соответствии с информацией филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» перегрузка трансформаторов по току недопустима, перевод нагрузки на смежные центры питания невозможен.</p> <p>Для исключения перегрузки трансформаторов необходимо выполнить строительство нового центра питания в западной части г. Кирова – ПС 110 кВ Урванцево.</p> <p>Строительство ПС 110 кВ Урванцево в настоящее время находится в стадии реализации на основании действующего Договора на ТП от 28.10.2010 № 132/ТП-М4 в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства ПАО «МРСК Центра и Приволжья» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС».</p> <p>ТУ на ТП и проектной документацией включение ПС 110 кВ Урванцево предусмотрено шлейфовым заходом ВЛ 110 кВ Кировская ТЭЦ-4 – Киров I цепь с установкой трансформатора мощностью 40 МВА.</p> <p>В настоящее время часть работ уже реализована, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>выполнены инженерные изыскания на площадке подстанции и заходов ВЛ 110 кВ;</li> <li>выполнена планировка территории подстанции,</li> <li>установлено постоянное внешнее ограждение:</li> <li>в стадии завершения корректировка проектной и рабочей документации.</li> </ul> <p>Набор нагрузки на ПС 110 кВ Урванцево филиал ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» планирует осуществить за счет перевода части потребителей, подключенных к ПС 110 кВ Коммунальная, ПС 35 кВ Юго-</p>

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
		<p>Западная, ПС 110 кВ Бытприбор.</p> <p>Помимо обозначенной разгрузки ПС 110 кВ Коммунальная, ПС 35 кВ Юго-Западная, ПС 110 кВ Бытприбор строительство ПС 110 кВ Урванцево позволит организовать резервирование потребителей, подключенных к ПС 110 кВ Коммунальная, ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Маяк и ПС 110 кВ Октябрьская, в настоящее время получающих питание по тупиковой двухцепной ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Западная 1, 2 цепи, в схемах ремонтов, с отключением обеих цепей ВЛ 110 кВ (замена грозотроса, замена дефектных опор).</p> <p>Схема подключения ПС 110 кВ Урванцево к энергосистеме приведена на рисунке 1</p>
2	<p>Строительство КВЛ 110 кВ Вятка – Чижи с отпайкой на ПС ДВП, 5,2 км</p>	<p>Строительство ВЛ 110 кВ осуществляется на основании действующего Договора на технологическое присоединение от 07.12.2016 287/ТП-М4.</p> <p>В настоящее время по радиальной двухцепной ВЛ 110 кВ Киров – Чижи – Восточная питаются четыре городских подстанции: ПС 110 кВ Чижи, ПС 110 кВ Птицефабрика, ПС 110 кВ КБ Север, ПС 110 кВ Восточная.</p> <p>Срок службы ряда участков ВЛ 110 кВ Киров – Чижи превышает 50 лет (ВЛ была построена 1961 году в габаритах 35 кВ).</p> <p>При существующей схеме энергоузла вывод тупиковой ВЛ 110 кВ Киров – Чижи в ремонт (в том числе для работ по замене грозозащитного троса и опор) невозможен, так как по информации МУП «Горэлектросеть» (письмо от 10.04.2013 № 2-08/1491) нагрузка присоединенных к ВЛ 110 кВ подстанций не может быть в полном объеме переведена на другие центры питания по сетям 6-10 кВ, принадлежащим МУП «Горэлектросеть».</p> <p>Строительство КВЛ 110 кВ Вятка – Чижи с отпайкой на ПС ДВП позволит обеспечить электроснабжение потребителей указанных выше городских ПС в</p>

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
		<p>период проведения ремонтных работ на ВЛ 110 кВ Киров – Чижи.</p> <p>При реализации мероприятия по сооружению КВЛ 110 кВ формируется ВЛ 35 кВ Киров – Чистые Пруды – Чижи и реализуется схема подключения ПС 35 кВ Чистые Пруды с питанием от ПС 220 кВ Киров и ПС 110 кВ Чижи.</p> <p>Вновь сооружаемый участок кабельно-воздушной ЛЭП 110 кВ Вятка – Чижи отображен на рисунке 2</p>
3	<p>Техническое перевооружение ВЛ 110 кВ Вятка – ДВП – Чижи, 7,8 км</p>	<p>Техническое перевооружение ВЛ 110 кВ осуществляется на основании действующего Договора на технологическое присоединение от 07.12.2016 287/ТП-М4.</p> <p>Схема формирования ВЛ 110 кВ Вятка – Чижи приведена на рисунке 3</p>
4	<p>Строительство ПС 110/35/10 кВ Трехречье, 2×16 МВА (взамен существующей ПС Советск)</p>	<p>ПС 110 кВ Советск введена в эксплуатацию в 1963 году.</p> <p>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.</p> <p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» реконструкция ОРУ 110 кВ подстанции невозможна.</p> <p>Размещение новой ПС 110 кВ Трехречье, планируемой к сооружению взамен ПС 110 кВ Советск, определено на новой площадке в непосредственной близости от существующей ПС 110 кВ Советск.</p> <p>Схема подключения ПС 110 кВ Трехречье к энергосистеме приведена на</p>

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
		рисунке 4
5	Строительство ПС 110 кВ Мурыгино, 2×16 МВА (взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант)	<p>ПС 110 кВ Красный Курсант принята филиалом «Кировэнерго» от ОАО «Эликон» в 2004 году в неудовлетворительном состоянии, что подтверждается актом технического освидетельствования с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления, в соответствии которым эксплуатация подстанции разрешена до июля 2019 года (акты технического освидетельствования от 25.07.2014).</p> <p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>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 при срабатывании короткозамыкателей происходит отключение системообразующей транзитной ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант – Юрья с отключением ПС 110 кВ Красный Курсант. Оперативные переключения в ОРУ 110 кВ проводятся также с отключением ПС 110 кВ Красный Курсант от сети из-за отсутствия выключателей в ОРУ 110 кВ.</p> <p>ПС 110 кВ Красный Курсант является единственным источником электроснабжения ООО «Бумажные традиции» и пгт Мурыгино. Вышеперечисленные недостатки ОРУ 110 кВ негативно сказываются на основном потребителе – ООО «Бумажные традиции», – технологический процесс которого (производство бумаги) не допускает даже кратковременных</p>

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
		<p>перерывов в электроснабжении.</p> <p>Схема электроснабжения пгт Мурыгино построена на напряжении 6 кВ. Прилегающая территория Юрьянского района получает питание на напряжении 10 кВ, что не позволяет осуществить резервирование потребителей пгт Мурыгино от смежных центров питания.</p> <p>Реконструкция ПС 110 кВ Красный Курсант невозможна в связи с отсутствием места (ПС расположена на территории ООО «Бумажные традиции»). В силу указанных причин планируется сооружение ПС 110 кВ Мурыгино, взамен ПС 110 кВ Красный Курсант на новой площадке.</p> <p>Схема подключения вновь сооружаемой ПС 110 кВ Мурыгино к энергосистеме отображена на рисунке 5</p>
6	<p>Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ Коммунальная (с заменой ОД-КЗ на выключатели)</p>	<p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>ПС 110 кВ Коммунальная введена в эксплуатацию в 1970 году. Основное оборудование подстанции выработало нормативный ресурс и имеет износ близкий к 90%.</p> <p>По результатам технического освидетельствования оборудование подстанции требует замены (акты технического освидетельствования от 10.06.2013).</p> <p>Необходима замена ОД и КЗ в ОРУ 110 кВ на элегазовые выключатели с переходом к типовой схеме № 110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий без ремонтной перемычки со стороны линии» и организация АВР на стороне 110 кВ.</p> <p>Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90.</p>

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
		Схема подключения ПС 110 кВ Коммунальная к энергосистеме приведена на рисунке 6
7	Техническое перевооружение ПС 110/6 кВ Октябрьская (с заменой ОД-КЗ на выключатели)	<p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>ПС 110 кВ Октябрьская введена в эксплуатацию в 1969 году. Оборудование подстанций выработало нормативный ресурс и имеет износ около 90%.</p> <p>По результатам технического освидетельствования оборудование подстанции требует замены (акт технического освидетельствования от 22.06.2016).</p> <p>Необходима Замена ОД и КЗ в ОРУ 110 кВ на элегазовые выключатели с переходом к типовой схеме ОРУ 110 кВ № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».</p> <p>Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90</p>
8	Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ Птицефабрика (с заменой ОД-КЗ на выключатели)	<p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>ПС 110 кВ Птицефабрика введена в эксплуатацию в 1976 году. Оборудование подстанций выработало нормативный ресурс и имеет износ около 90%.</p> <p>По результатам технического освидетельствования оборудование подстанции требует замены (акт технического освидетельствования от 22.01.2016).</p> <p>Необходима Замена ОД и КЗ в ОРУ 110 кВ на элегазовые выключатели с переходом к типовой схеме ОРУ 110 кВ № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».</p> <p>Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК</p>

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
		Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90
9	Техническое перевооружение ПС 110/6 кВ Западная (с заменой ОД-КЗ на выключатели)	<p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>ПС 110 кВ Западная введена в эксплуатацию в 1969 году.</p> <p>Оборудование подстанции выработало нормативный ресурс и имеет износ близкий к 100%.</p> <p>По результатам технического освидетельствования оборудование подстанции требует замены (акт технического освидетельствования от 10.04.2016).</p> <p>Необходима замена ОД и КЗ 110 кВ на элегазовые выключатели с переходом к типовой схеме ОРУ 110 кВ № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».</p> <p>Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90</p>
10	Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ Бытприбор (с заменой ОД-КЗ на выключатели, заменой МВ 110 кВ на ЭВ 110 кВ)	<p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>ПС 110 кВ Бытприбор введена в эксплуатацию в 1978 году.</p> <p>Основное оборудование подстанции выработало нормативный ресурс и имеет износ около 90%.</p> <p>По результатам технического освидетельствования оборудование подстанции требует замены (акт технического освидетельствования от 22.03.2016).</p> <p>Необходима замена ОД-КЗ и МВ элегазовыми выключателями 110 кВ с переходом ОРУ 110 кВ к схеме № 110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».</p> <p>Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90</p>

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
11	<p>Техническое перевооружение ПС 110/35/6 кВ Северная (с заменой МВ 110 кВ на ЭВ 110 кВ)</p>	<p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>ПС 110 кВ Северная была сооружена в 1943 году.</p> <p>По данным обследований износ масляных выключателей 110 кВ ОРУ 110 кВ 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 подстанциях масляных выключателей и их приводов.</p> <p>По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления масляные выключатели 110 кВ рекомендованы к замене (акт технического освидетельствования от 22.04.2016).</p> <p>Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90</p>
12	<p>Техническое перевооружение ПС 35/6 кВ Филейка (с заменой МВ 35 кВ на ВВ 35 кВ).</p> <p>Техническое перевооружение ПС 35/10 кВ Юго-Западная (с заменой МВ 35 кВ на ВВ 35 кВ).</p> <p>Техническое перевооружение</p>	<p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>ПС 35 кВ Филейка введена в эксплуатацию в 1977 году,</p> <p>ПС 35 кВ Юго-Западная – в 1971 году,</p> <p>ПС 35 кВ Гнусино – в 1962 году.</p> <p>Основное оборудование подстанций выработало нормативный ресурс и имеет износ около 90%. Выключатели ОРУ 35 кВ изготовлены: ПС 35 кВ Филейка – в 1976 году, 1978 году, 1986 году; ПС 35 кВ Юго-Западная – в 1964 году и 1968</p>



№ п/п	Мероприятие	Обоснование
	<p>ПС 35/6 кВ Гнусино (с заменой МВ 35 кВ на ВВ 35 кВ)</p>	<p>году; ПС 35 кВ Гнусино – в 1955 году и 1967 году. По результатам технического освидетельствования с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления масляные выключатели 35 кВ рекомендованы к замене (акты технического освидетельствования от 10.03.2016, 10.06.2016 и 10.03.2016). Объекты включены в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90</p>
13	<p>Техническое перевооружение ПС 110 кВ Кирс (замена трансформатора 10 МВА на 16 МВА)</p>	<p>На ПС 110 кВ Кирс установлены трансформаторы Т1 ТДН-16000/110 (год ввода 1985) и Т2 ТДН-10000/110 (год ввода 1973). В перспективных режимах с учетом выданных ТУ на ТП (объем мощности по выданным ТУ на ТП по ПС 110 кВ Кирс – 1,12 МВт) при аварийном отключении трансформатора большей мощности Т1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора меньшей мощности Т2 составит 142% в зимний период, 133 % в летний период. Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» возможность перевода потребителей ПС 110 кВ Кирс на другие центры питания отсутствует, длительно допустимая перегрузка трансформаторов по току 5%. Для обеспечения соответствия токовой нагрузки Т2 допустимым параметрам требуется отключение потребителей объемом до 3 МВт. Таким образом, необходима замена трансформатора Т2 на трансформатор мощностью 16 МВА. Схема подключения ПС 110 кВ Кирс отображена на рисунке 7</p>

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
14	<p>Техническое перевооружение ПС 110/35/10 кВ Белая Холуница</p> <p>(с заменой МВ 35 кВ на ВВ 35 кВ; заменой ОД-КЗ и МВ 110 кВ на ЭВ 110 кВ; заменой Т2 10 МВА на 16 МВА; установкой секционных выключателей 35, 110 кВ)</p>	<p>На ПС 110 кВ Белая Холуница установлены трансформаторы Т1 мощностью 16 МВА (год выпуска – 1983) и Т2 мощностью 10 МВА (год выпуска – 1971).</p> <p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – «Кировэнерго» возможность перевода нагрузки ПС 110 кВ Белая Холуница на смежные центры питания по сетям 10 кВ отсутствует, длительно допустимая перегрузка трансформаторов по току 5%.</p> <p>При аварийном отключении трансформатора большей мощности Т1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора меньшей мощности Т2 составит 162 % в зимний период, 106 % в летний период.</p> <p>Для обеспечения соответствия токовой нагрузки Т2 допустимым параметрам требуется отключение потребителей объемом до 3 МВт.</p> <p>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 промышленностью прекращен выпуск запасных частей к указанным выше выключателям и их приводам.</p> <p>По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления оборудование требует замены (акт технического освидетельствования от 10.06.2014).</p> <p>Кроме того, при существующих схемах ОРУ 35, 110 кВ:</p> <p>из-за отсутствия секционного выключателя в ОРУ 110 кВ при авариях на одной из секций шин происходит отключение обеих секций с отключением ПС 110 кВ</p>

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
		<p>Белая Холуница и питающихся от нее ПС 35 кВ с прекращением электроснабжения на значительной части территории Белохолуницкого района; в связи с отсутствием к схеме ОРУ 35 кВ секционного выключателя при авариях на одной из секций шин 35 кВ происходит отключение всех ВЛ 35 кВ, присоединенных к ОРУ 35 кВ подстанции.</p> <p>Таким образом, необходима замена масляных выключателей 35-110 кВ и отделителей 110 кВ вакуумными (элегазовыми) выключателями 35-110 кВ, установка секционных выключателей в ОРУ 35, 110 кВ, замена силового трансформатора Т2 мощностью 10 МВА на трансформатор 16 МВА</p>
15	<p>Техническое перевооружение ПС 110/35/10 кВ Оричи (с заменой ВМ 110 кВ на ЭВ 110 кВ)</p>	<p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>ПС 110 кВ Оричи введена в эксплуатацию в 1965 году.</p> <p>Основное оборудование подстанции выработало нормативный ресурс и имеет износ выше 80%: выключатели МКП-110Б изготовлены в 1981 – 1982 годах.</p> <p>По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления выключатель ВМТ-110 рекомендован к замене (акт технического освидетельствования от 14.07.2015).</p> <p>Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90</p>
16	<p>Техническое перевооружение ПС 35/10 кВ Гирсово (с заменой МВ 10 кВ на ВВ 10 кВ, МВ 35 кВ на</p>	<p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>ПС 35 кВ Гирсово введена в эксплуатацию в 1991 году.</p> <p>В ОРУ 35 кВ подстанции установлены масляные выключатели ВТ-35 – 2 штуки</p>

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
	ВВ 35 кВ, заменой силовых трансформаторов на новые).	<p>(изготовлены в 1981 году), в ячейках КРУН 10 кВ – масляные выключатели ВК-10 – 11 штук.</p> <p>По данным измерений скоростные характеристики выключателей 35 кВ и ряд других параметров имеют граничные значения. Приводные механизмы выключателей дальнейшей регулировке не поддаются. Промышленное изготовление запасных частей к выключателям ВТ-35 и их приводам в настоящее время прекращено.</p> <p>По результатам технического освидетельствования с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления силовые трансформаторы, масляные выключатели 10-35 кВ на ПС 35 кВ Гирсово рекомендованы к замене (акт технического освидетельствования от 04.08.2015).</p> <p>Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90</p>
17	Техническое перевооружение ПС 110/35/10 кВ Даровское (с заменой ВМ 110 кВ на ЭВ 110 кВ)	<p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>ПС 110 кВ Даровское введена в эксплуатацию в 1980 году.</p> <p>Подстанция включена в рассечку протяженной транзитной ВЛ 110 кВ Котельнич – Юбилейная – Макарье – Даровское – Круглыжи – Свеча – Котельнич.</p> <p>По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления выключатель ВМТ-110 рекомендован к замене (акт технического освидетельствования от 15.04.2016).</p> <p>Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК</p>

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
		Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90
18	Техническое перевооружение ПС 110/35/10 кВ Маяк в Шабалинском районе (с заменой ВМ 110 кВ на ЭВ 110 кВ).	Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»: ПС 110 кВ Маяк (1×10 МВА) введена в эксплуатацию в 1991 году. По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления выключатель ВМТ-110 на ПС 110 кВ Маяк рекомендован к замене (акт технического освидетельствования от 15.04.2016). Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90
19	Техническое перевооружение ПС 110/35/10 кВ Яранск (с заменой ВМ 110 кВ на ЭВ 110 кВ)	Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»: ПС 110 кВ Яранск (2×16 МВА) введена в эксплуатацию в 1984 году. Выключатель ВМТ-110 выработал нормативный ресурс и имеет износ около 90%. По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления выключатель ВМТ-110 рекомендован к замене (акт технического освидетельствования от 20.05.2015). Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90
20	Техническое перевооружение ПС 110/35/10 кВ Прогресс	Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
	(с заменой ВМ 110 кВ на ЭВ 110 кВ)	<p>ПС 110 кВ Прогресс введена в эксплуатацию в 1992 году.</p> <p>Подстанция включена в рассечку транзитной ВЛ 110 кВ Лебяжье – Кременки – Прогресс – Советск – Арбаж.</p> <p>В секционной перемычке ОРУ 110 кВ ПС Прогресс установлен выключатель ВМТ-110 (изготовлен в 1992 году).</p> <p>По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления выключатель ВМТ-110 рекомендован к замене (акт технического освидетельствования от 12.06.2013).</p> <p>Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90</p>
21	<p>Техническое перевооружение ПС 110/35/10 кВ Пижанка</p> <p>(с заменой ВМ 110 кВ на ЭВ 110 кВ)</p>	<p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>ПС 110 кВ Пижанка (6,3 + 10) МВА введена в эксплуатацию в 1979 году.</p> <p>В ОРУ 110 кВ ПС Пижанка установлен выключатель типа ВМТ-110 (изготовлен в 1986 году).</p> <p>Выключатель ВМТ-110 выработал нормативный ресурс и имеет износ около 90%. По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления выключатель ВМТ-110 рекомендован к замене (акт технического освидетельствования от 18.04.2016 года).</p> <p>Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК</p>

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
		Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90.
22	Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ Матвинур (с заменой ВМ 110 кВ на ЭВ 110 кВ)	<p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>ПС 110 кВ Матвинур (1×2,5 МВА) введена в эксплуатацию в 1991 году.</p> <p>В ОРУ 110 кВ ПС Матвинур установлен выключатель типа ВМТ-110 (изготовлен в 1990 году).</p> <p>Выключатель ВМТ-110 выработал нормативный ресурс и имеет износ около 90%. По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления выключатель ВМТ-110 рекомендован к замене (акт технического освидетельствования от 29.05.2014).</p> <p>Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90</p>

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
23	Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ Селезениха (с заменой ВМ 110 кВ на ЭВ 110 кВ)	<p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>ПС 110 кВ Селезениха (2×6,3 МВА) введена в эксплуатацию в 1989 году.</p> <p>В секционной перемычке ОРУ 110 кВ ПС Селезениха установлен выключатель типа ВМТ-110 (изготовлен в 1988 году).</p> <p>По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления выключатель ВМТ-110 рекомендован к замене (акт технического освидетельствования от 28.07.2015).</p> <p>Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90</p>
24	Техническое перевооружение ПС 110/35/10 кВ Талица (с заменой ВМ 110 кВ на ЭВ 110 кВ)	<p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>ПС 110 кВ Талица введена в эксплуатацию в 1985 году.</p> <p>По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления выключатель ВМТ-110 рекомендован к замене (акт технического освидетельствования от 19.05.2015).</p> <p>Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90</p>
25	Техническое перевооружение ПС 110/35/10 кВ Верхошижемье (с заменой ВМ 110 кВ на	<p>Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»:</p> <p>ПС 110 кВ Верхошижемье введена в эксплуатацию в 1980 году.</p> <p>По результатам технического освидетельствования подстанции с участием</p>



№ п/п	Мероприятие	Обоснование
	ЭВ 110 кВ)	представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления выключатель ВМТ-110 рекомендован к замене (акт технического освидетельствования от 23.07.2015). Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90
26	Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ Слудка (с заменой ВМ 110 кВ на ЭВ 110 кВ)	Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»: ПС 110 кВ Слудка введена в эксплуатацию в 1990 году. По результатам технического освидетельствования подстанции с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления выключатель ВМТ-110 рекомендован к замене (акт технического освидетельствования от 11.06.2015). Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90
27	Реконструкция ОРУ 35, 110 кВ ПС 110/35/6 кВ Заречная (с заменой МВ 35 кВ и ОД-КЗ 110 кВ на выключатели)	Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»: ПС 110 кВ Заречная введена в эксплуатацию в 1962 году. По результатам технического освидетельствования с участием представителя федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Западно-Уральского управления оборудование 35-110 кВ ПС Заречная рекомендовано к замене (акт технического освидетельствования от 14.08.2013 года). Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
		Схема подключения ПС 110/35/6 кВ Заречная к энергосистеме после реконструкции ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ отображена на рисунке 8
28	Реконструкция транзитной ВЛ 110 кВ Котельнич – Макарье – Даровское – Круглыжи – Свеча  (вынос опор из зоны затопления пруда на участке 0,57 км)	Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго»: На трассе ВЛ 110 кВ Котельнич – Юбилейная, входящей транзитную ВЛ 110 кВ Котельнич – Макарье – Даровское – Круглыжи – Свеча, имеется участок, где после сооружения пруда опоры ВЛ 110 кВ попали в зону затопления. Это существенно снижает надежность работы ВЛ 110 кВ, затрудняет ее эксплуатацию, увеличивает время аварийно-восстановительных работ. В соответствии с актом оценки технического состояния воздушной линии от 22.01.2016 требуется переустройство участка ВЛ 110 кВ. Объект включен в Программу в соответствии с письмом филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» от 18.04.2017 № 41-03/90
29	Строительство ПС 110 кВ КМЗ	Обеспечение технологического присоединения нового производства (ООО «Кировский металлургический завод»): Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» договор на технологическое присоединение от 28.03.2016 №1014/31/15 не оплачен, филиал «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» приостановил исполнение договорных обязательств на неопределенный срок (письмо филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 17.04.2017 № 41-03/87)
30	Строительство ответвления ВЛ 110 кВ в двухцепном исполнении от ВЛ 110 кВ Омутнинск – Гарь с отпайкой на ПС Песковка и ВЛ 110 кВ	Обеспечение технологического присоединения нового производства (ООО «Кировский металлургический завод»): Согласно информации филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Кировэнерго» договор на технологическое присоединение от 28.03.2016 № 1014/31/15 не оплачен, филиал «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и

№ п/п	Мероприятие	Обоснование
	Омутнинск – Кирс с отпайкой на ПС Песковка для подключения ПС 110 кВ КМЗ	Приволжья» приостановил исполнение договорных обязательств на неопределенный срок (письмо филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 17.04.2017 № 41-03/87)
31	Строительство ПС 220 кВ Печная	Обеспечение технологического присоединения нового производства (ООО «Кировский металлургический завод»). Согласно информации филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала договор об осуществлении технологического присоединения ПС 220 кВ Печная к электрическим сетям МЭС Урала со стороны завода не подписан (письмо МЭС Урала филиала ПАО «ФСК ЕЭС» от 14.04.2017 № М4/6/985).
32	Шлейфовый заход ВЛ 220 кВ Фаленки - Омутнинск №1 на ПС 220 кВ Печная	Обеспечение технологического присоединения нового производства (ООО «Кировский металлургический завод»). Согласно информации филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала договор об осуществлении технологического присоединения ПС 220 кВ Печная к электрическим сетям МЭС Урала со стороны завода не подписан (письмо МЭС Урала филиала ПАО «ФСК ЕЭС» от 14.04.2017 № М4/6/985)

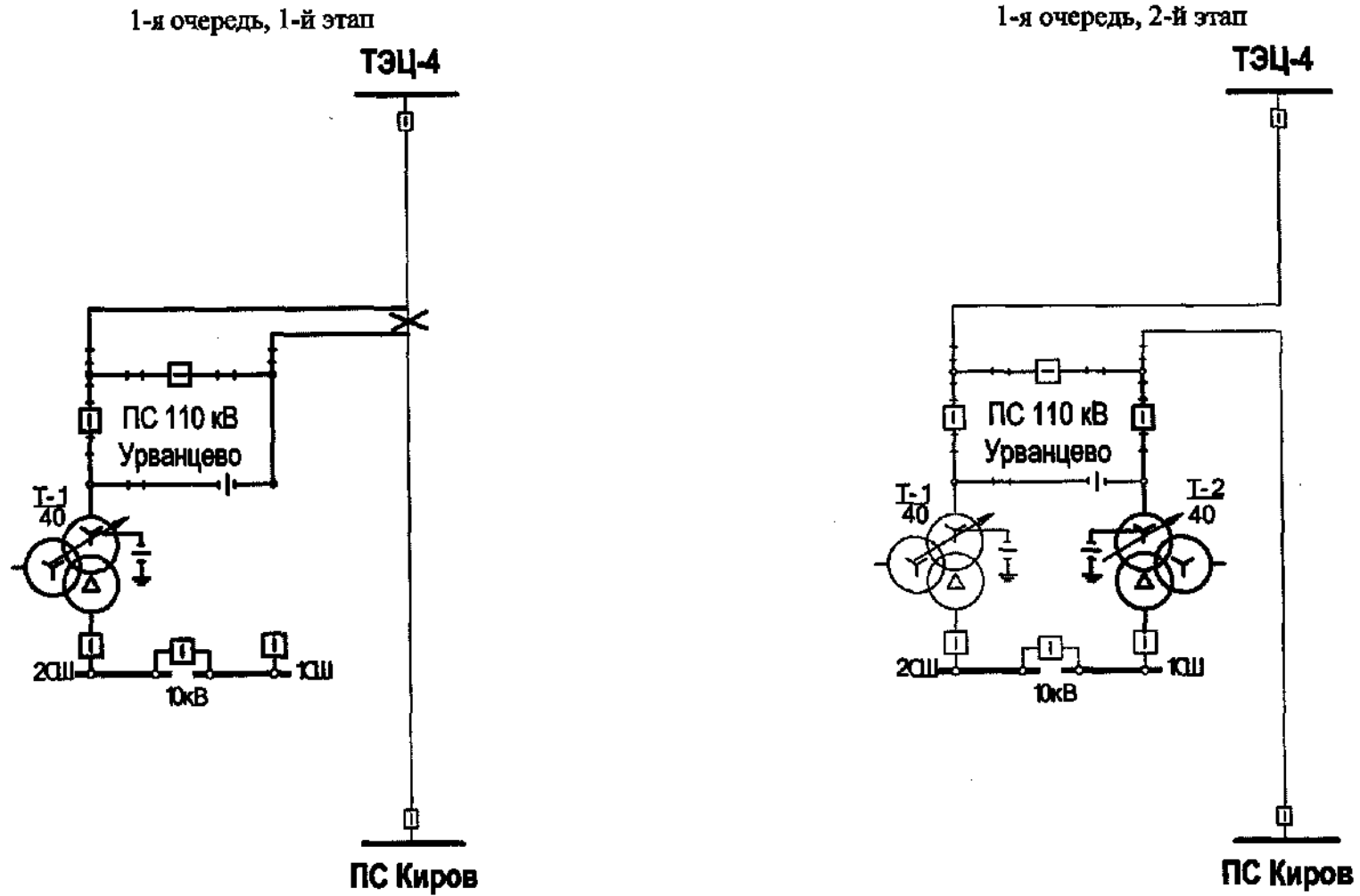


Рисунок 1. Строительство ПС 110 кВ Урванцево с заходами ВЛ 110 кВ (1-я очередь) в г. Кирове

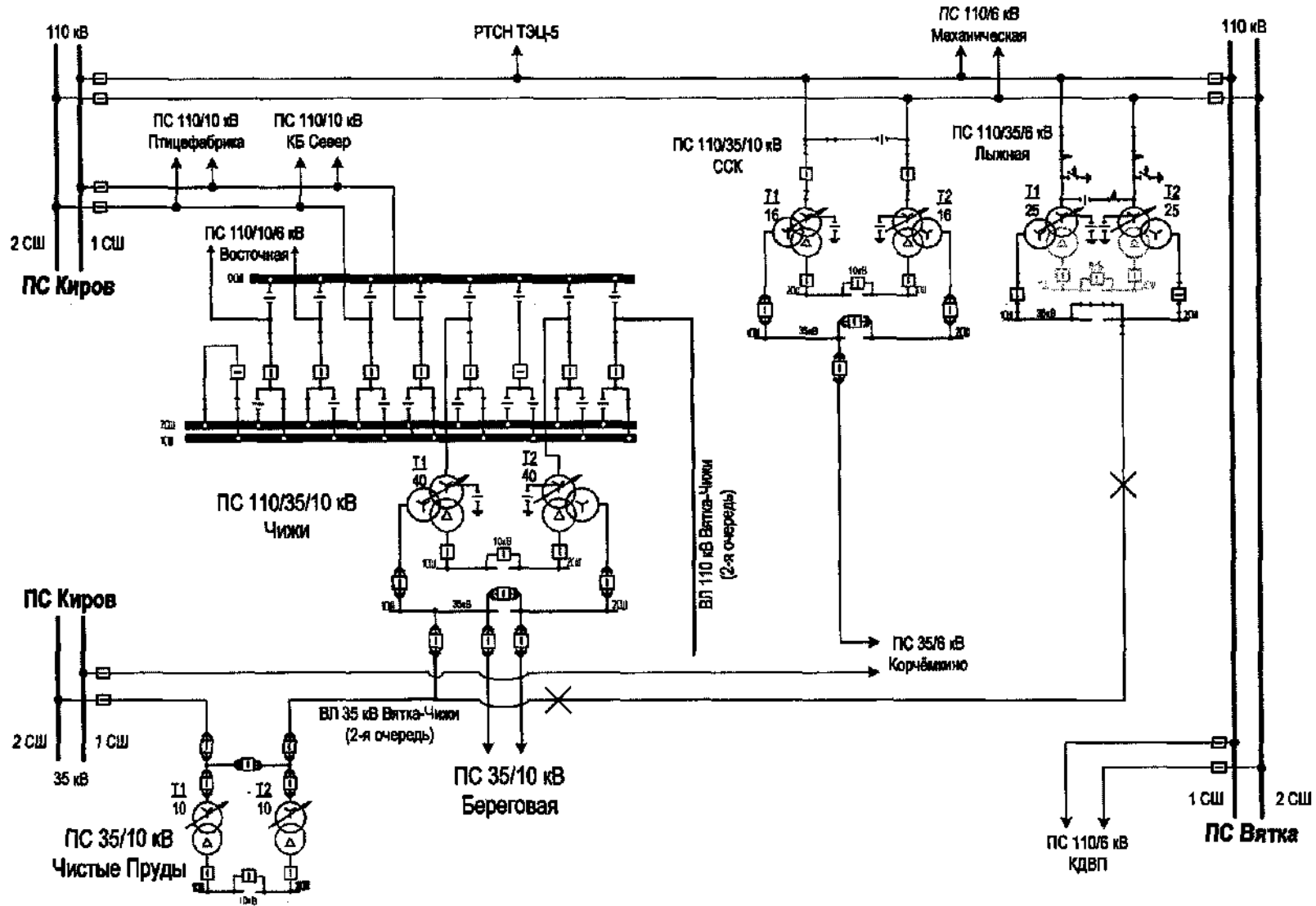


Рисунок 2. Строительство ВЛ 35-110 кВ Вятка – Чижы (2-я очередь) в г. Кирове.

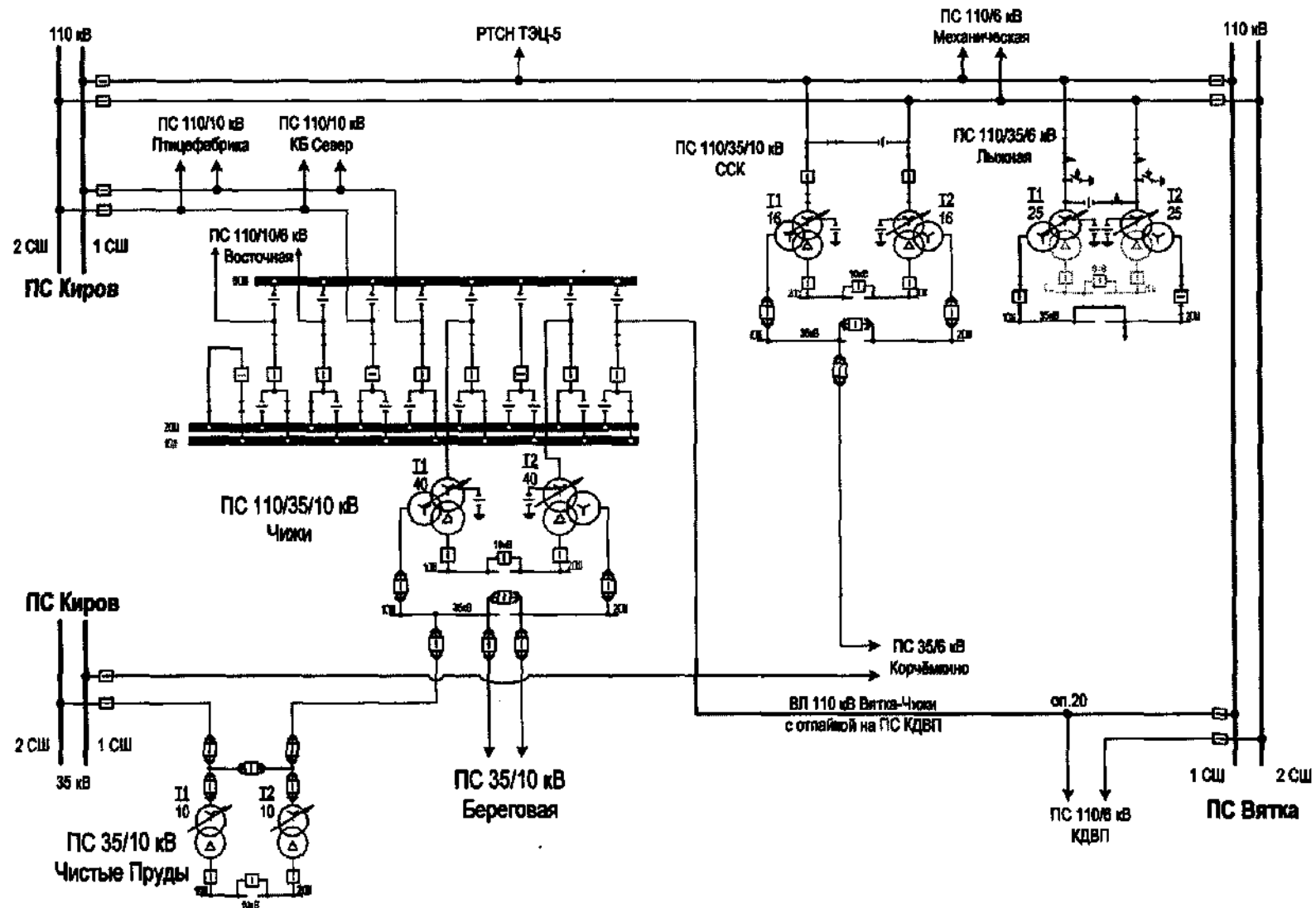


Рисунок 3. Техническое перевооружение ВЛ 110 кВ Вятка – ДВП – Чижы в Кирово-Чепецком районе.

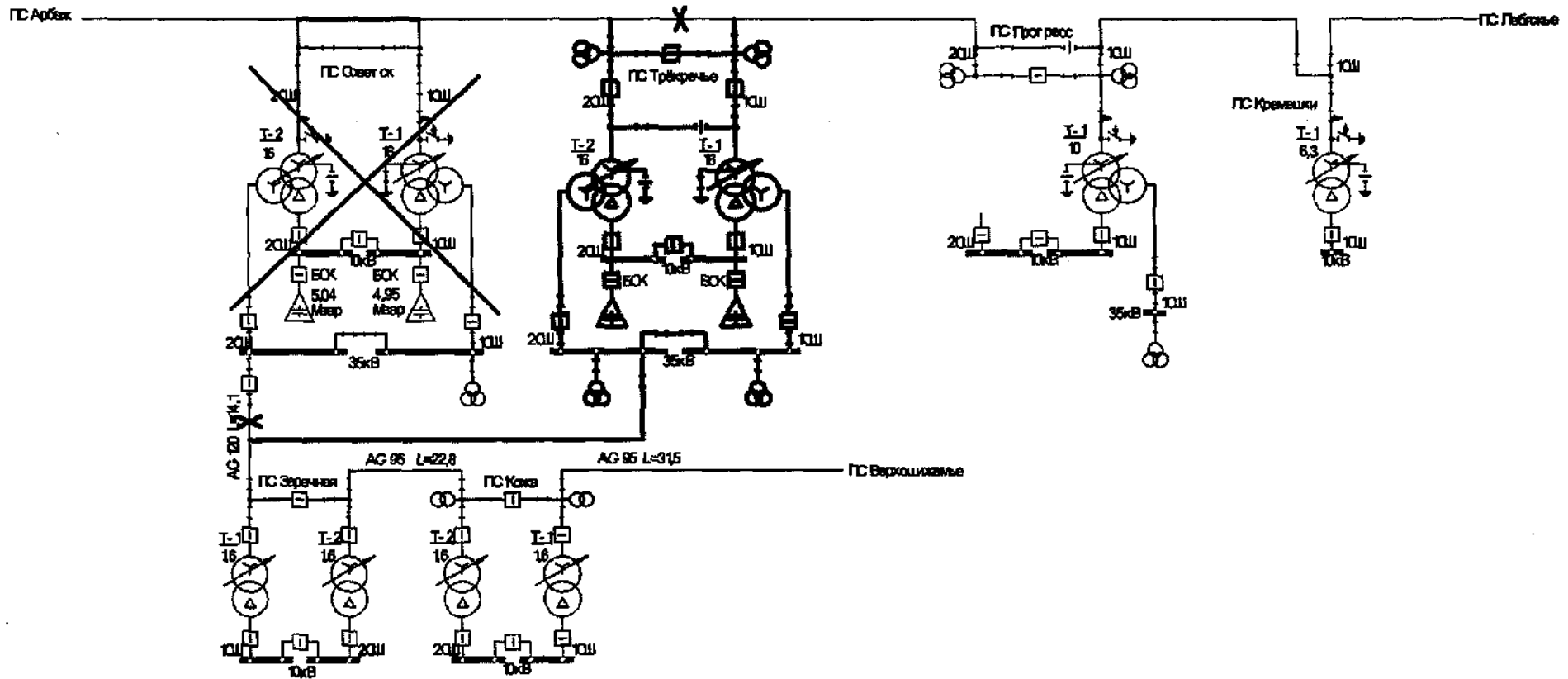


Рисунок 4. Строительство ПС 110/35/10 кВ Трехречье (взамен существующей ПС 110/35/10 кВ Советск) в Советском районе.

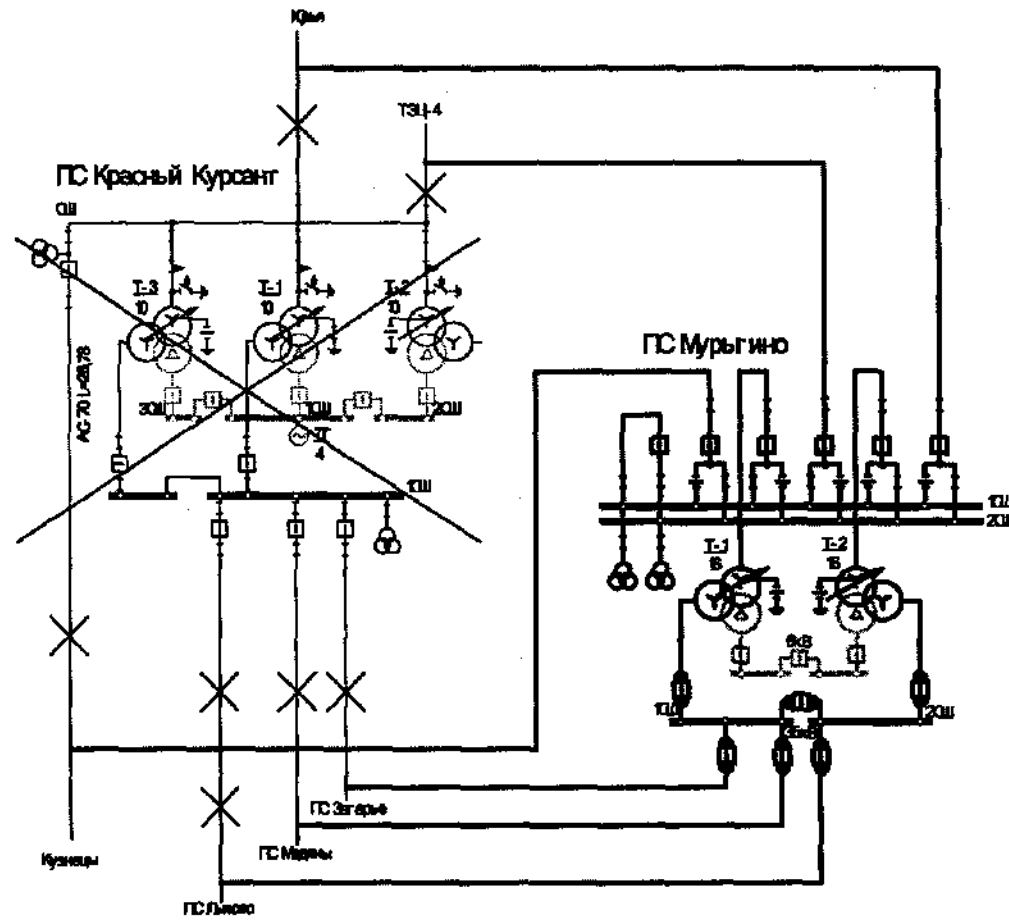


Рисунок 5. Строительство ПС 110 кВ Мурьино взамен существующей ПС 110 кВ Красный Курсант в Юрьянском районе.



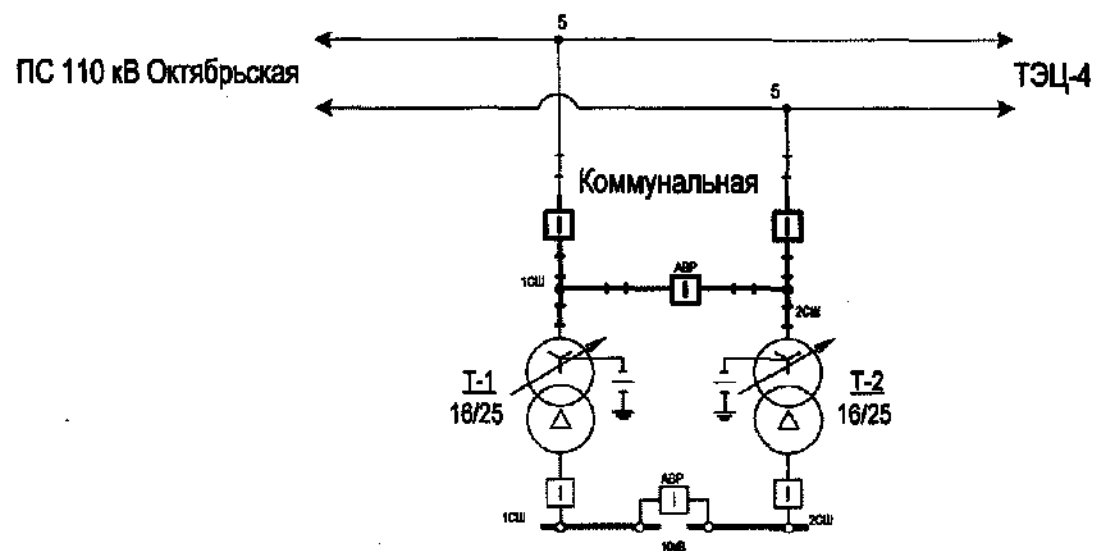


Рисунок 6. Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ Коммунальная (замена ОД-КЗ)

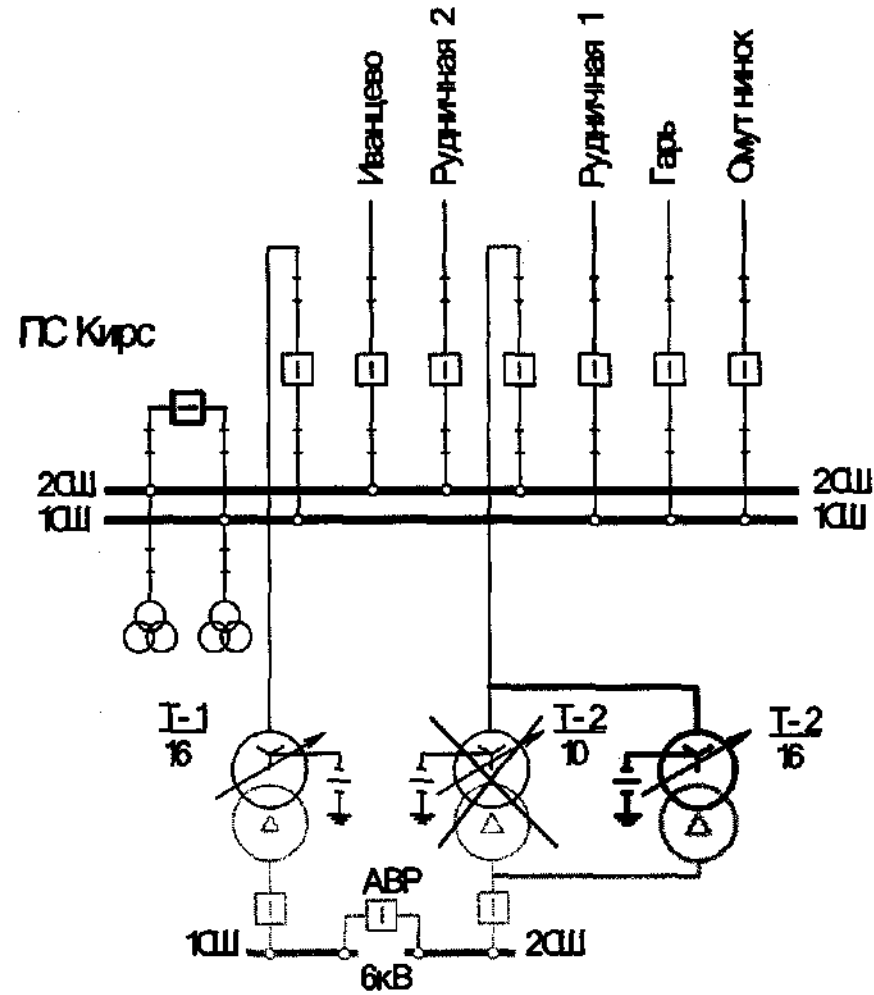


Рисунок 7. Техническое перевооружение ПС Кирс с заменой силового трансформатора и установкой СВ 110 кВ в Верхнекамском районе.

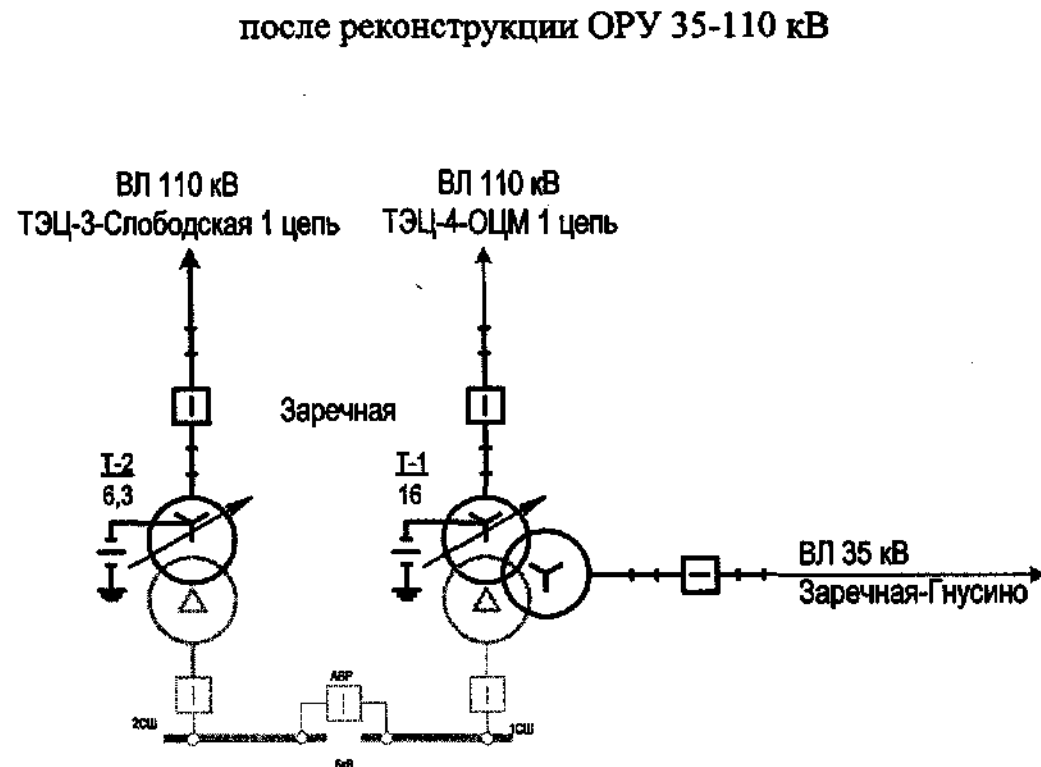
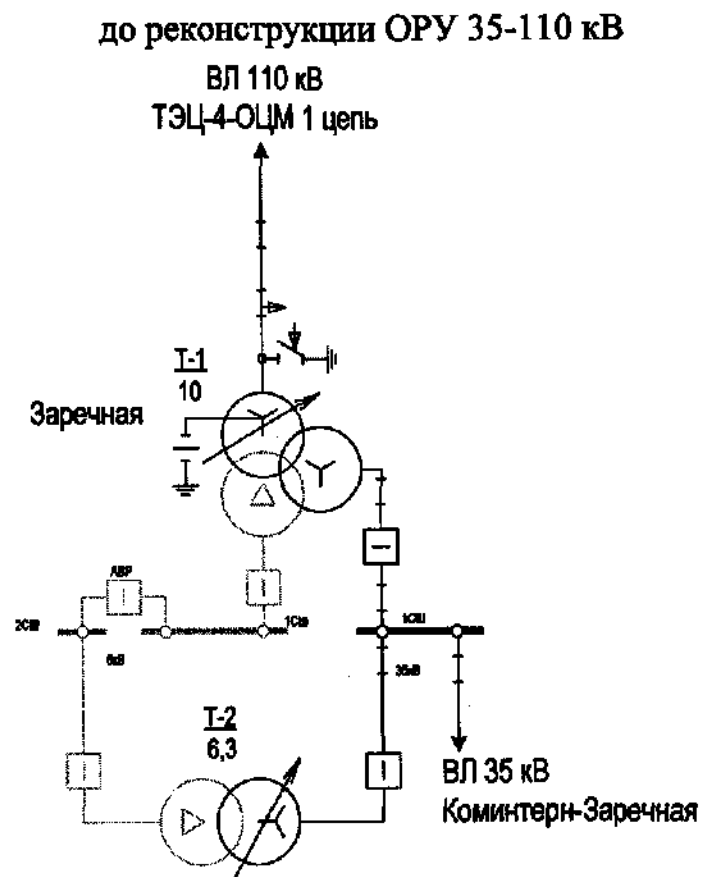


Рисунок 8. Реконструкция ОРУ 35-110 кВ ПС 35-110/6 кВ Заречная (с установкой 2-х ячеек 110 кВ по блочной схеме и 1-й ячейки 35 кВ)

#### 4.6. Расчеты характерных электрических режимов энергосистемы Кировской области на период 2018 – 2022 годов

Расчет электрических режимов энергосистемы Кировской области на период 2018 – 2022 годов. выполнялся для прогнозируемых зимнего и летнего максимумов нагрузки энергосистемы. Из большого объема выполненных расчетов ниже приведены наиболее показательные расчеты схемно-режимных ситуаций для характерных режимов.

Для зимнего периода рассматриваются:

нормальная схема в зимний максимум нагрузок;

схема, складывающаяся в результате наихудшего нормативного возмущения в нормальной схеме (далее – послеаварийная схема из нормальной схемы), в зимний максимум нагрузок.

Для летнего периода рассматриваются:

нормальная схема в летний максимум нагрузок;

послеаварийная схема из нормальной схемы в летний максимум нагрузок;

схема, складывающаяся в результате нормативного возмущения в ремонтной схеме (далее – послеаварийная схема из ремонтной схемы), в летний максимум нагрузок.

При выполнении расчетов контролировались токовая загрузка линий электропередачи и уровни напряжения в узлах сети.

При определении длительно допустимой токовой загрузки проводов ВЛ в качестве расчетных приняты следующие значения температуры окружающего воздуха: в зимних режимах  $-5^{\circ}\text{C}$ , в летних режимах  $+25^{\circ}\text{C}$ .

На схемах потокораспределения приведены расчетные величины токов загрузки и процентная загрузка от длительно допустимых токов соответствующего периода.

Допустимый уровень напряжения в узлах нагрузки: выше минимально допустимого – 91 кВ и ниже наибольшего рабочего напряжения – 126 кВ.

#### 4.6.1. Расчет режимов на зимний максимум 2018 года

В приложении № 2 на рисунке приведена схема потокораспределения для нормальной схемы сети 110 кВ и выше в режиме зимнего максимума 2018 года. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок линий и сетевого оборудования не наблюдается. Напряжения находятся в допустимых пределах.

##### 4.6.1.1. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье.

В приложении № 3 приведены схемы потокораспределения для нормальной схемы сети Южного энергорайона (рисунок 1) и для послеаварийной схемы при отключении ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье (рисунок 2).

Южный энергорайон сохраняет питание по транзитным ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная – Арбаж, ВЛ 110 кВ Вятка – Кумены – Суна, ВЛ 110 кВ Оричи – Верхошижемье – Нижнеивкино – Суна, ВЛ 110 кВ Чепецк – Уни – Суна. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

##### 4.6.1.2. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши или АТ1 на ПС 220 кВ Мураши

В приложении № 4 приведены схемы потокораспределения для нормальной схемы сети Северного (Мурашинского) энергорайона (рисунок 1) и для послеаварийной схемы при отключении ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши (рисунок 2).

Северный энергорайон сохраняет питание по транзиту, состоящему из ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, ВЛ 110 кВ Красный Курсант – Юрья, ВЛ 110 кВ Юрья – Мураши с отпайкой на ПС Мураши. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

##### 4.6.1.3. Аварийное отключение 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров.

В приложении № 5 приведены схемы потокораспределения для нормальной схемы сети энергорайона Киров – ТЭЦ-4 – Оричи (рисунок 1) и

для послеаварийной схемы при отключении 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров (рисунок 2).

Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи сохраняет питание от АТ1 ПС 220 кВ Киров, по ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 1 с отпайками, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, ВЛ 110 кВ Оричи – Нижнеивкино с отпайкой на ПС Тюмень. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

#### 4.6.1.4. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2.

В приложении № 6 приведены схемы потокораспределения для нормальной схемы сети Кирсинско – Омутнинского энергорайона (рисунок 1) и для послеаварийной схемы при отключении ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2 (рисунок 2).

Кирсинско – Омутнинского энергорайона сохраняет питание по ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск №1 и транзиту 110 кВ Чепецк – Ильинская – Кирс – Омутнинск. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

#### 4.6.2. Расчет режимов на летний максимум 2018 года

В приложении № 7 на рисунке приведена схема потокораспределения при нормальной схеме сети 110 кВ и выше в режиме летнего максимума 2018 года. Превышение длительно допустимых токовых нагрузок линий и сетевого оборудования не наблюдается. Напряжения находятся в допустимых пределах.

#### 4.6.2.1. Ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье или АТ1 на ПС 220 кВ Лебяжье

В приложении № 8 приведены схемы потокораспределения для нормальной схемы сети Южного энергорайона (рисунок 1), для послеаварийной схемы при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье из нормальной схемы (рисунок 2).

На время реализации заявки по выводу в ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в целях поддержания оптимальных уровней напряжения на объектах Южного энергорайона предварительно должны быть включены БСК на ПС

110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Советск, ПС 110 кВ Нолинск. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

4.6.2.2. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в период ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная.

В приложении № 8 приведены схемы потокораспределения для послеаварийной схемы при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье из схемы ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная (рисунок 3).

Южный энергорайон сохраняет питание по транзитным ВЛ 110 кВ Вятка – Кумены – Суна, ВЛ 110 кВ Оричи – Верхошижемье – Нижнеивкино – Суна, ВЛ 110 кВ Чепецк – Уни – Суна.

Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

4.6.2.3. Ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши или АТ1 на ПС 220 кВ Мураши

В приложении № 9 приведены схемы потокораспределения для нормальной схемы сети Северного энергорайона (рисунок 1), для послеаварийной схемы при отключении ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши из нормальной схемы (рисунок 2), схема ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши (рисунок 3) и послеаварийная схема при отключении ВЛ 110 ТЭЦ-4 – Красный Курсант из схемы ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши (рисунок 4).

На время реализации заявки по выводу в ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши точка раздела с Архангельской энергосистемой переносится на МВ ВЛ 110 кВ Луза на ПС 110 кВ Демьяново, снимается нагрузка по транзиту 110 кВ Мураши – Летка, точка раздела транзита 110 кВ Котельнич – Юрьево – Кузнецы – Красный Курсант переносится на МВ ВЛ 110 кВ Кузнецы на ПС 110 кВ Красный Курсант. Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 9 (рисунок 3). Напряжение находится в допустимых пределах, превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

4.6.2.4. Аварийное отключение любой из транзитных ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, ВЛ 110 кВ Красный Курсант – Юрья либо ВЛ 110 кВ Юрья – Мураши с отпайкой на ПС Мураши в период ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши

В данной схемно-режимной ситуации произойдет отключение потребителей Северного энергорайона суммарной мощностью до 42,3 МВт. Схема потокораспределения приведена в приложении № 9 (рисунок 4). Напряжение находится в пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки оборудования нет.

Отключившаяся нагрузка в размере 17,2 МВт может быть запитана от ПС 110 кВ Савватия (Архангельская энергосистема) с контролем нагрузки ВЛ 110 кВ Заовражье – Луза не более 100 А. Потребители ПС 110 кВ Юрья, Красный Курсант могут быть запитаны от ПС 220 кВ Котельнич. Остаются обесточенными ПС 110 Пинюг, Опарино, Альмежь, Безбожник, Мураши, суммарно 12,5 МВт, до восстановления питания энергоузла.

4.6.2.5. Аварийное отключение 2СШ 110 кВ ПС 220 кВ Киров.

В приложении № 10 на рисунке приведены схемы потокораспределения для нормальной схемы сети энергорайона Киров – ТЭЦ-4 – Оричи и для послеаварийной схемы при отключении 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров, с отключением Блока 2 Кировской ТЭЦ-5.

Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи сохраняет питание от АТ1 ПС 220 кВ Киров, по ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 1 с отпайками, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, ВЛ 110 кВ Оричи – Нижнеивкино с отпайкой на ПС Тюмень. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

4.6.2.6. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск 1 ц. при ремонте ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск 2 ц.

Питание Кирсинско-Омутнинского энергорайона сохраняется по транзитным ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца,



ВЛ 110 кВ Ильинская – Белая Холуница, ВЛ 110 кВ Белая Холуница – Иванцево, ВЛ 110 кВ Кирс – Иванцево с отпайками.

Схемы потокораспределения для данных схемно-режимных ситуаций приведены в приложении № 11. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышение допустимой токовой нагрузки оборудования отсутствует.

#### 4.6.3. Расчет режимов на зимний максимум 2022 года

Изменения в потокораспределении мощности в энергосистеме Кировской области в период 2018 – 2022 годов обусловлены следующими факторами:

изменением нагрузки существующих потребителей электроэнергии;

технологическим присоединением новых потребителей электроэнергии;

изменениями в конфигурации и пропускной способности сетей напряжением 35 кВ и выше энергосистемы Кировской области.

В приложении № 12 на рисунке приведена схема потокораспределения для нормальной схемы сети 110 кВ и выше в режиме зимнего максимума 2022 года. Превышение длительно допустимой токовой нагрузки линий и сетевого оборудования отсутствует. Напряжения находятся в допустимых пределах.

Расчет режимов зимнего и летнего потокораспределения 2022 года выполнен без учета сооружения объектов ООО «Кировский металлургический завод» и ООО «Кировская лесопромышленная компания» в Фаленско-Омутнинском энергорайоне (письмо филиала «Кировэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» от 17.04.2017 № 41-03/87 и письмо МЭС Урала – филиала ПАО «ФСК ЕЭС» от 13.04.2017 № М4/6/985).

##### 4.6.3.1. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье

В приложении № 13 приведены схемы потокораспределения для нормальной схемы сети Южного энергорайона (рисунок 1) и для послеаварийной схемы при отключении ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье (рисунок 2).

Южный энергорайон сохраняет питание по транзитным ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная – Арбаж, ВЛ 110 кВ Вятка – Кумены – Суна, ВЛ 110 кВ Оричи – Верхошижемье – Нижнеивкино – Суна, ВЛ 110 кВ Чепецк – Уни –

Суна. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

#### 4.6.3.2. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши или АТ1 на ПС 220 кВ Мураши

В приложении № 14 приведены схемы потокораспределения для нормальной схемы сети Северного (Мурашинского) энергорайона (рисунок 1) и для послеаварийной схемы при отключении ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши (рисунок 2).

Северный энергорайон сохраняет питание по транзиту, состоящему из ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, ВЛ 110 кВ Красный Курсант – Юрья, ВЛ 110 кВ Юрья – Мураши с отпайкой на ПС Мураши. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

#### 4.6.3.3. Аварийное отключение 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров

В приложении № 15 приведены схемы потокораспределения для нормальной схемы сети энергорайона Киров – ТЭЦ-4 – Оричи (рисунок 1) и для послеаварийной схемы при отключении 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров (рисунок 2), с отключением Блока 2 Кировской ТЭЦ-5.

Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи сохраняет питание от АТ1 ПС 220 кВ Киров, по ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 1 с отпайками, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Красный Курсант, ВЛ 110 кВ Оричи – Нижнеивкино с отпайкой на ПС Тюмень. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

#### 4.6.3.4. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск №2.

В приложении № 16 приведены схемы потокораспределения для нормальной схемы сети Кирсинско – Омутнинского энергорайона (рисунок 1) и для послеаварийной схемы при отключении ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск № 2 (рисунок 2).

Кирсинско – Омутнинского энергорайона сохраняет питание по ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск №1 и транзиту 110 кВ Чепецк – Ильинская –

Кирс – Омутнинск. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

#### 4.6.4. Расчет режимов на летний максимум 2022 года

В приложении № 17 на рисунке приведена схема потокораспределения для нормальной схемы сети 110 кВ и выше в режиме летнего максимума 2022 года.

Превышение длительно допустимой токовой нагрузки линий и сетевого оборудования отсутствует. Напряжения находятся в допустимых пределах.

##### 4.6.4.1. Ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье или АТ1 на ПС 220 кВ Лебяжье

В приложении № 18 приведены схемы потокораспределения для нормальной схемы сети Южного энергорайона (рисунок 1), для послеаварийной схемы при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье из нормальной схемы (рисунок 2).

На время реализации заявки по выводу в ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье в целях поддержания оптимальных уровней напряжения на объектах Южного энергорайона предварительно должны быть включены БСК на ПС 110 кВ Яранск, ПС 110 кВ Трехречье, ПС 110 кВ Нолинск. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

##### 4.6.4.2. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная в период ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье

В приложении № 18 приведены схемы потокораспределения для послеаварийной схемы при аварийного отключения отключении ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная из схемы ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье (рисунок 3).

Южный энергорайон сохраняет питание по транзитным ВЛ 110 кВ Вятка – Кумены – Суна, ВЛ 110 кВ Оричи –Верхошижемье – Нижнеивкино – Суна, ВЛ 110 кВ Чепецк – Уни – Суна. Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 18 (рисунок 3).

Напряжение находится в допустимых пределах. Превышение длительно допустимой токовой нагрузки оборудования отсутствует.

#### 4.6.4.3. Ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши или АТ1 на ПС 220 кВ Мураши

В приложении № 19 приведены схемы потокораспределения для нормальной схемы сети Северного энергорайона (рисунок 1), для послеаварийной схемы при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши из нормальной схемы (рисунок 2), схемы ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши (рисунок 3) и послеаварийной схемы при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Киров – Красный Курсант из схемы ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши (рисунок 4).

На время реализации заявки по выводу в ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши точка раздела с Архангельской энергосистемой переносится на МВ ВЛ 110 кВ Луза на ПС 110 кВ Демьяново, снимается нагрузка по транзиту 110 кВ Мураши – Летка, точка раздела транзита 110 кВ Котельнич – Юрьево – Кузнецы – Мурыгино переносится на МВ ВЛ 110 кВ Кузнецы на ПС 110 кВ Мурыгино. Схема потокораспределения для данной схемно-режимной ситуации приведена в приложении № 19 (рисунок 3). Напряжение находится в допустимых пределах, превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

#### 4.6.4.4. Аварийное отключение лобой из транзитных ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Мурыгино, ВЛ 110 кВ Мурыгино – Юрья либо ВЛ 110 кВ Юрья – Мураши с отпайкой на ПС Мураши в период ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши.

В данной схемно-режимной ситуации произойдет отключение потребителей Северного энергорайона суммарной мощностью до 44 МВт.

При восстановлении питания отключенных потребителей: питание ПС 110 кВ Луза и Демьяново производится от Архангельской энергосистемы, ПС 110 кВ Юрья, Мурыгино, Пинюг, Опарино, Альмежь, Безбожник, Мураши 110 кВ питаются от ПС 220 кВ Котельнич. Схема потокораспределения приведена в приложении № 19 (рисунок 4). Превышения длительно допустимых токовых

нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

#### 4.6.4.5. Аварийное отключение 2СШ 110 кВ ПС 220 кВ Киров.

В приложении № 20 приведены схемы потокораспределения для нормальной схемы сети энергорайона Киров – ТЭЦ-4 – Оричи (рисунок 1) и для послеаварийной схемы при отключении 2-й СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Киров, с отключением Блока 2 Кировской ТЭЦ-5 (рисунок 2).

Энергорайон Киров – ТЭЦ-4 – Оричи сохраняет питание от АТ1 ПС 220 кВ Киров, по ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 1 с отпайками, ВЛ 110 кВ ТЭЦ-4 – Мурыгино, ВЛ 110 кВ Оричи – Нижнеивкино с отпайкой на ПС Тюмень. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышения длительно допустимой токовой нагрузки элементов сети нет.

4.6.4.6. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск 1 ц. при ремонте ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск 2 ц.

Питание Кирсинско-Омутнинского энергорайона сохраняется по транзитным ВЛ 110 кВ Чепецк – Ильинская с отпайкой на ПС Чепца, ВЛ 110 кВ Ильинская – Белая Холуница, ВЛ 110 кВ Белая Холуница – Иванцево, ВЛ 110 кВ Кирс – Иванцево с отпайками.

Схемы потокораспределения для данных схемно-режимных ситуаций приведены в приложении № 21. Напряжение находится в допустимых пределах. Превышение допустимой токовой нагрузки оборудования отсутствует.

4.6.5. Расчеты для строительства КВЛ 35-110 кВ Вятка – Чижи (2-й пусковой комплекс) с изменениями в сети 35 кВ (питание трансформатора Т1 ПС 35 кВ Чистые Пруды переводится с ПС 110 кВ Лыжная на ПС 110 кВ Чижи) на 2018 год.

В приложении № 22, рисунок 1, приведена схема потокораспределения для нормальной схемы для зимнего максимума 2018 года.

В приложении № 22, рисунок 2, приведена схема потокораспределения для схемы аварийного отключения ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 2 с отпайками. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

В приложении № 22, рисунок 3, приведена схема потокораспределения для схемы питания по ВЛ 110 Вятка – Чижи с отпайкой на ПС 110 кВ КДВП при отключении ВМ 110 кВ ВЛ Чижи 1, 2 на ПС 220 кВ Киров. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

В приложении № 22, рисунок 4, приведена схема потокораспределения для схемы питания по ВЛ 110 Киров – Чижи-1 с отпайками при отключении ВМ 110 кВ ВЛ Чижи-2 на ПС 220 кВ Киров и ВМ 110 кВ ВЛ Чижи на ПС 500 кВ Вятка. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

В приложении № 22, рисунок 5, приведена схема потокораспределения для схемы питания по ВЛ 110 Киров – Чижи-2 с отпайками при отключении ВМ 110 кВ ВЛ Чижи-1 на ПС 220 кВ Киров и ВМ 110 кВ ВЛ Чижи на ПС 500 кВ Вятка. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

В приложении № 22, рисунок 6, приведена схема потокораспределения для питания ПС 35 кВ Береговая по сети 35 кВ Киров – Чистые Пруды – Чижи – Береговая, при отключении Т1 и Т2 на ПС 110 кВ Чижи. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

В приложении № 23, рисунок 1, приведена схема потокораспределения для нормальной схемы для летнего максимума 2018 года.

В приложении № 23, рисунок 2, приведена схема потокораспределения для послеаварийной схемы при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Вятка – Киров № 2 с отпайками. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

В приложении № 23, рисунок 3, приведена схема потокораспределения для схемы питания по ВЛ 110 Вятка – Чижи с отпайкой на ПС 110 кВ КДВП при отключении ВМ 110 кВ ВЛ Чижи 1, 2 на ПС 220 кВ Киров. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

В приложении № 23, рисунок 4, приведена схема потокораспределения для схемы питания по ВЛ 110 Киров – Чижи 1 с отпайками при отключении ВМ 110 кВ ВЛ Чижи-2 на ПС 220 кВ Киров и ВМ 110 кВ ВЛ Чижи на ПС 500 кВ Вятка. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

В приложении № 23, рисунок 5, приведена схема потокораспределения для схемы питания по ВЛ 110 Киров – Чижи-2 с отпайками при отключении ВМ 110 кВ ВЛ Чижи-1 на ПС 220 кВ Киров и ВМ 110 кВ ВЛ Чижи на ПС 500 кВ Вятка. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

В приложении № 23, рисунок 6, приведена схема потокораспределения для схемы питания ПС 35 кВ Береговая по сети 35 кВ Киров – Чистые Пруды – Чижи – Береговая, при отключении Т1 и Т2 на ПС 110 кВ Чижи. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

#### **4.7. 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;

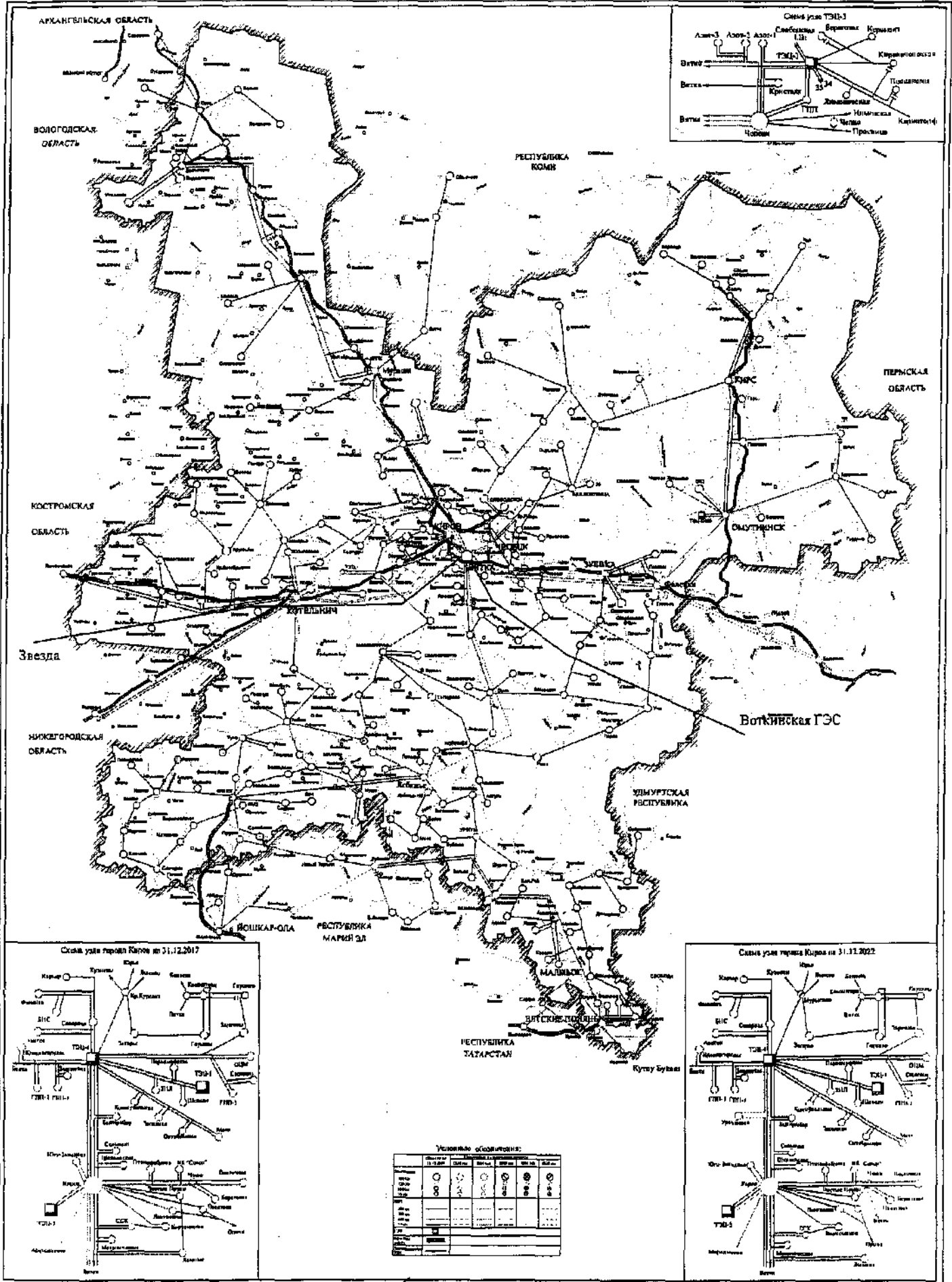
обеспечения надежности схемы электроснабжения потребителей;

гарантированного удовлетворения спроса на технологическое присоединение к энергосистеме промышленных и сельскохозяйственных производств, предприятий малого и среднего бизнеса, объектов коммунальной инженерной инфраструктуры городов, населения.

---



# СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ КИРОВСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2018-2022 ГОДЫ



АРХАНГЕЛЬСКАЯ ОБЛАСТЬ

ВОЛОГОДСКАЯ ОБЛАСТЬ

РЕСПУБЛИКА КОМИ

ПЕРМСКАЯ ОБЛАСТЬ

КОСТРОМСКАЯ ОБЛАСТЬ

Звезда

НИЖЕГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ

Воскресенская ГЭС

УДМУРТСКАЯ РЕСПУБЛИКА

ЯРОСЛАВСКАЯ ОБЛАСТЬ

РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН

МАЛЫНСКОЕ

ВЫСКОЕ ПОДВЕНЬЕ

Кутузовская

Схема узла города Кирова на 31.12.2017

Схема узла города Кирова на 31.12.2022

Условные обозначения:

Символ	Линия электропередачи	Подстанция	Электростанция	Гидроэлектростанция	Теплоэлектростанция	Гидроагрегат	Турбина	Генератор
—	ЛЭП 500 кВ	○	⊗	⊕	⊙	⊛	⊜	⊝
—	ЛЭП 220 кВ	○	⊗	⊕	⊙	⊛	⊜	⊝
—	ЛЭП 110 кВ	○	⊗	⊕	⊙	⊛	⊜	⊝
—	ЛЭП 35 кВ	○	⊗	⊕	⊙	⊛	⊜	⊝
—	ЛЭП 10 кВ	○	⊗	⊕	⊙	⊛	⊜	⊝

Рисунок. Зимний максимум 2018 года. Нормальная схема.

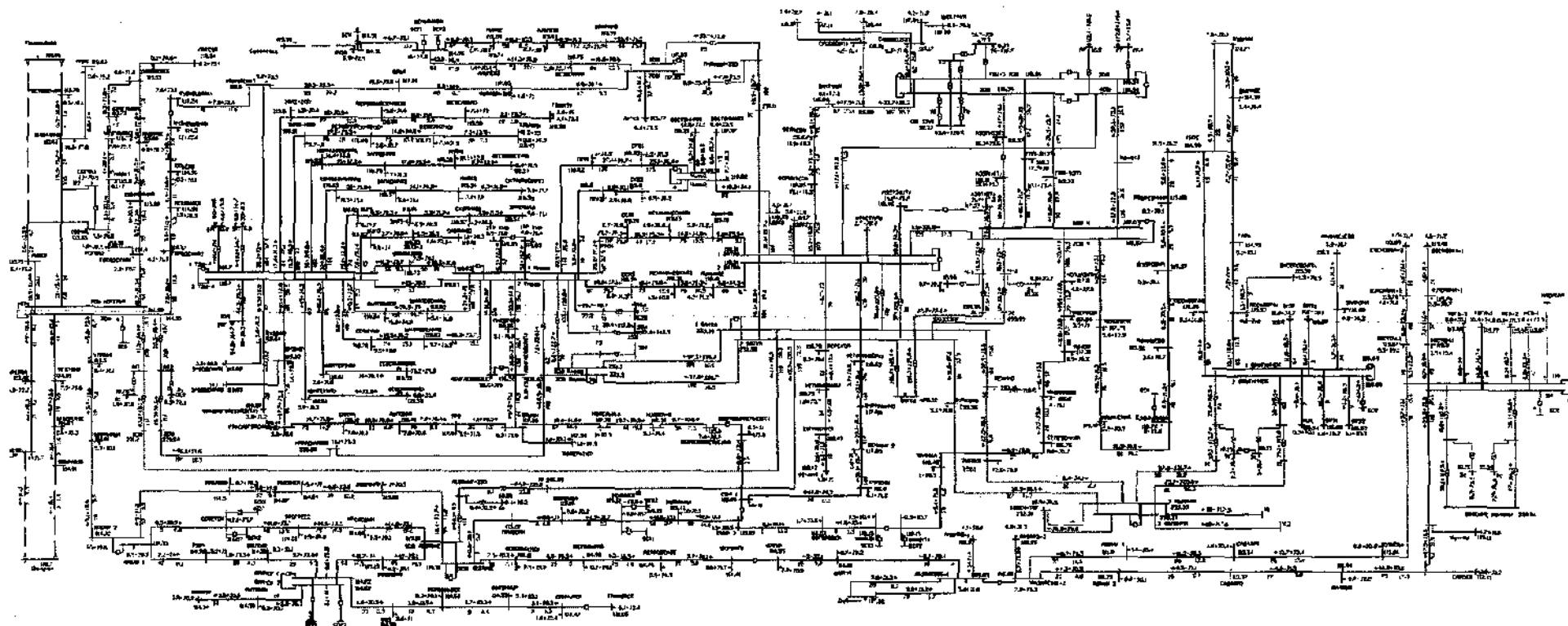


Рисунок 1. Зимний максимум 2018 года. Нормальная схема Южного района.

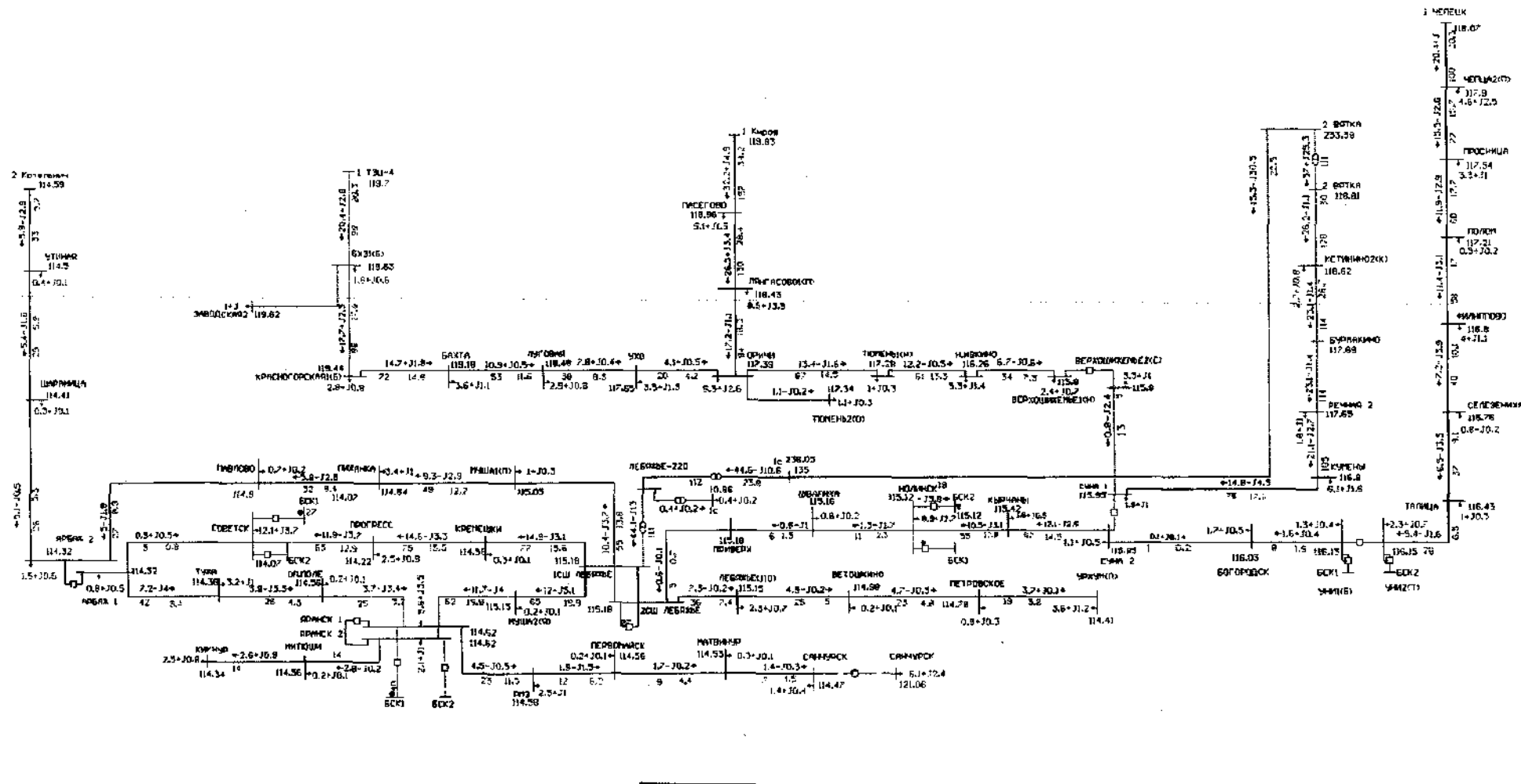


Рисунок 2. Зимний максимум 2018 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье из нормальной схемы.

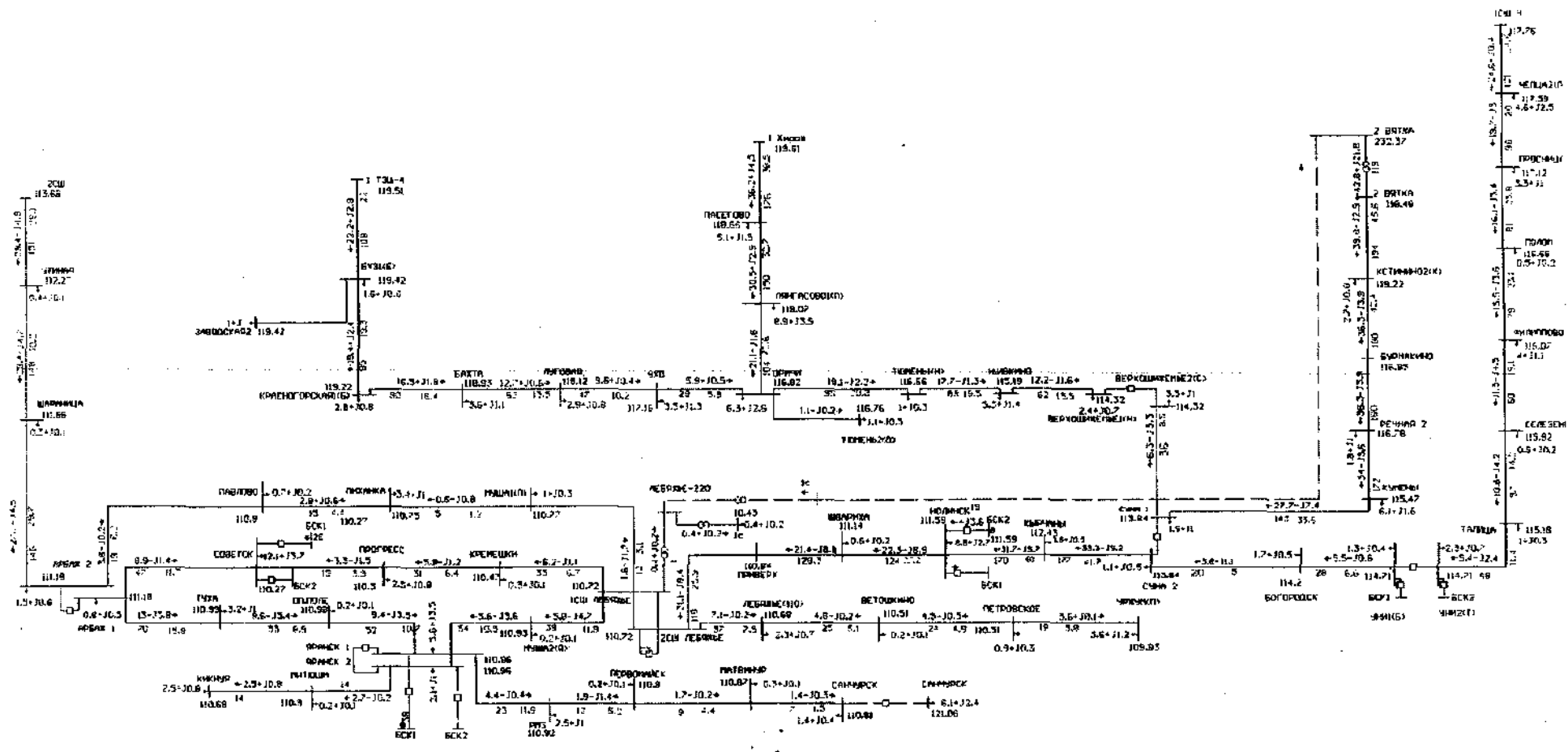


Рисунок 1. Зимний максимум 2018 года. Нормальная схема Северного (Мурашинского) района.

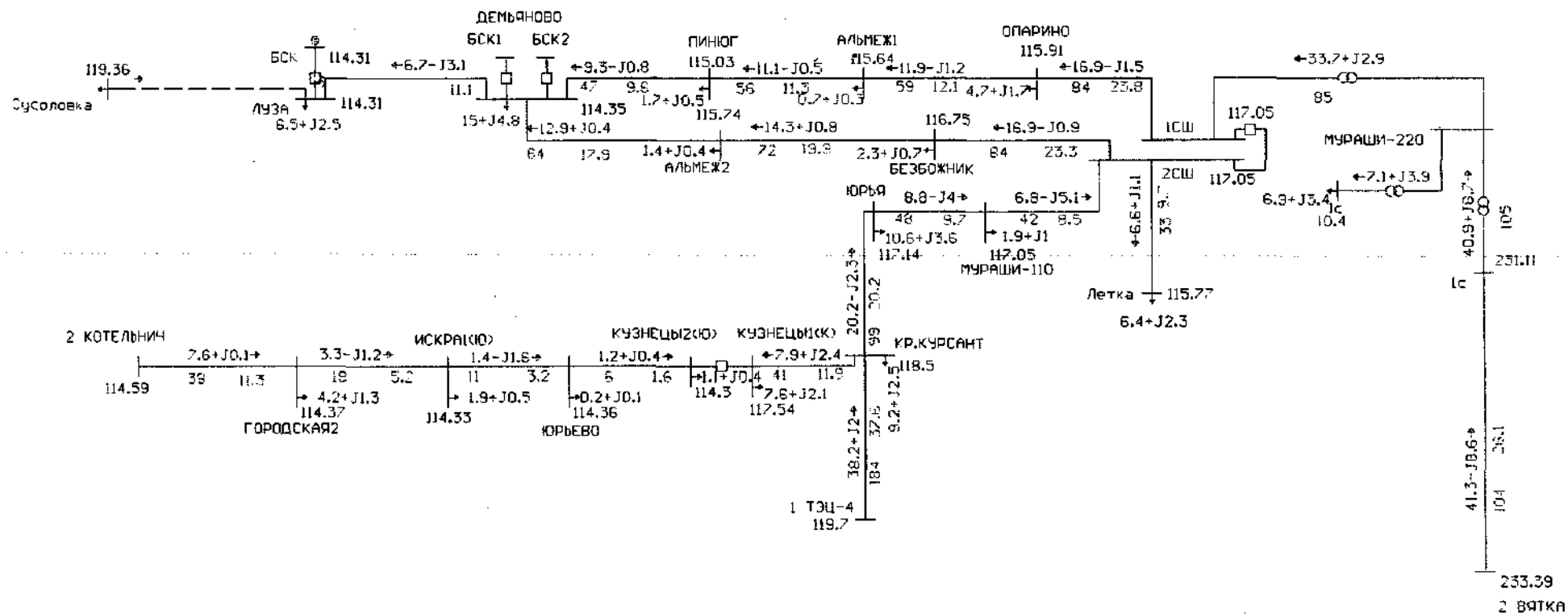


Рисунок 2. Зимний максимум 2018 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши из нормальной схемы.

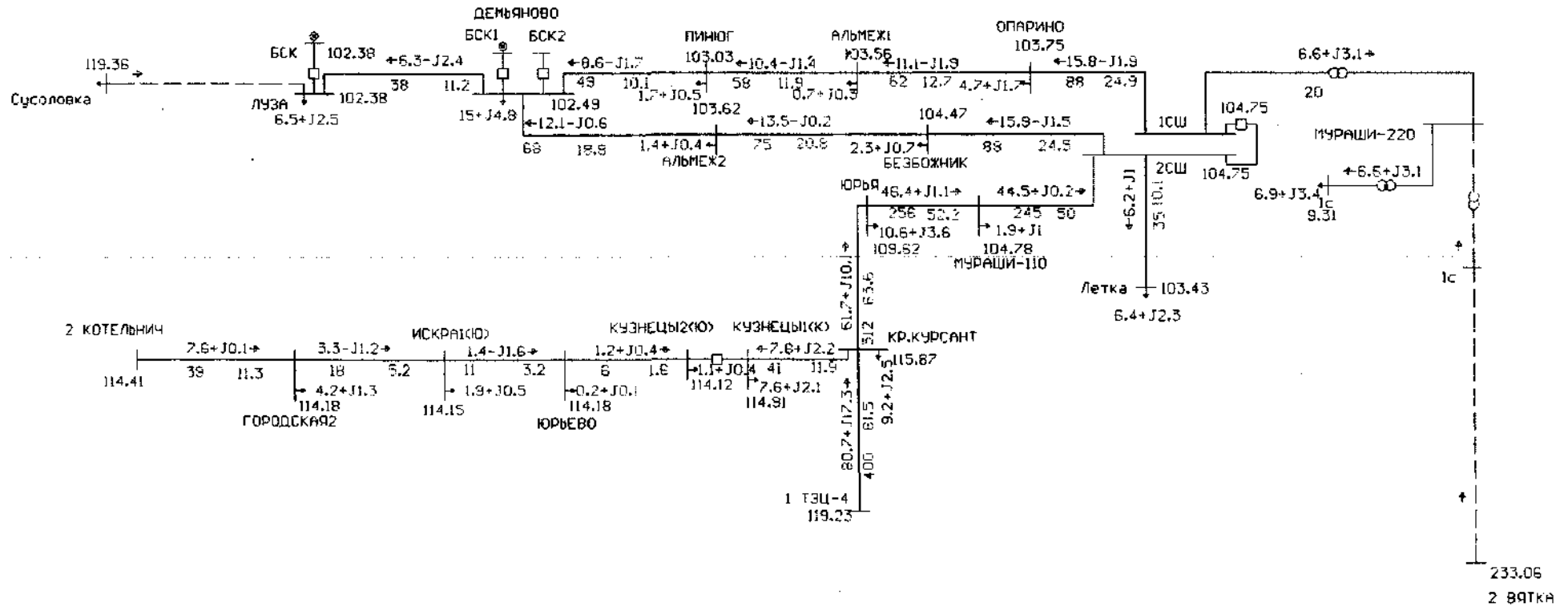


Рисунок 1. Зимний максимум 2018 года. Нормальная схема района Киров – ТЭЦ-4 – Оричи.

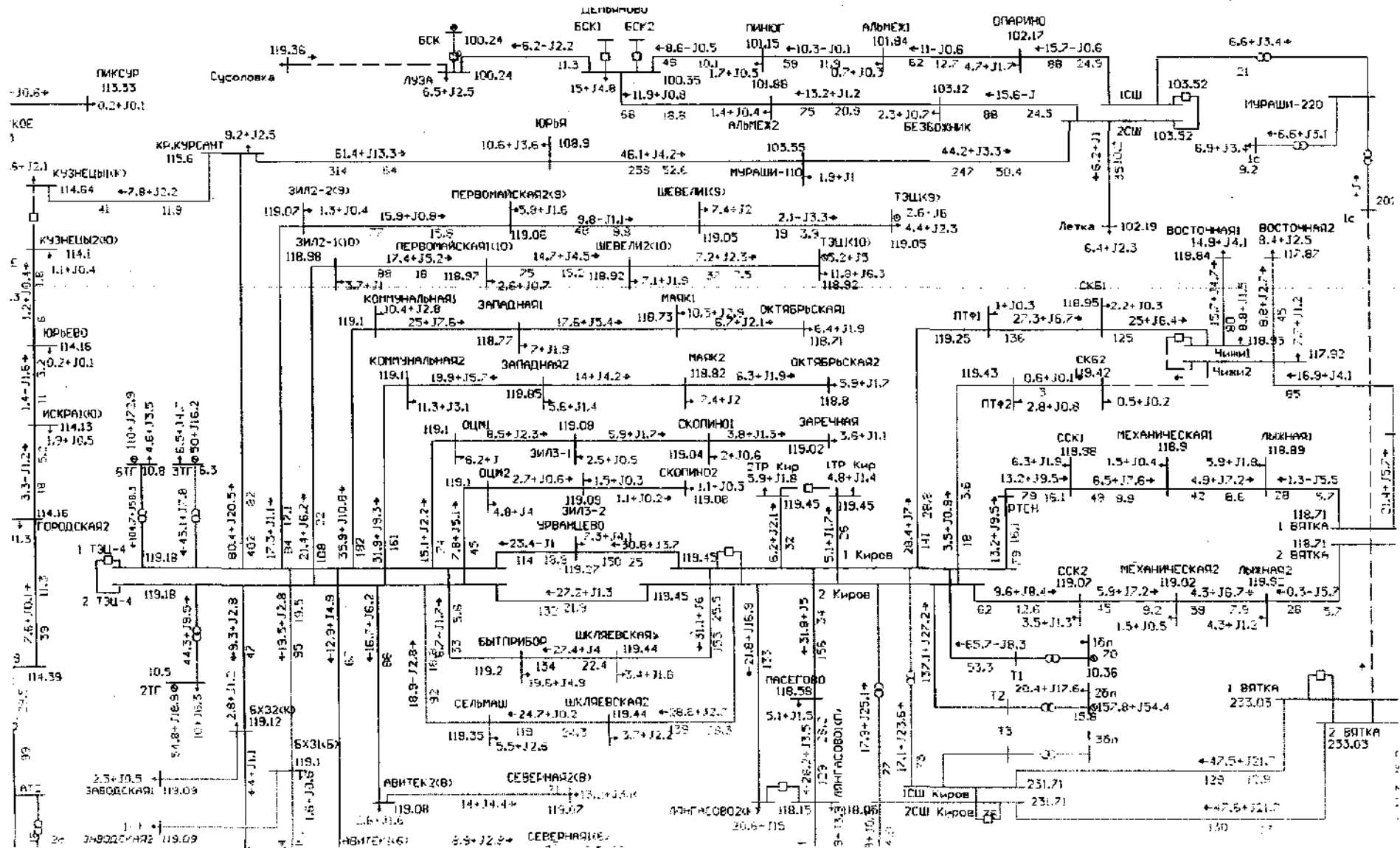






Рисунок 1. Зимний максимум 2018 года. Кирсинско - Омутнинский район нормальная схема.

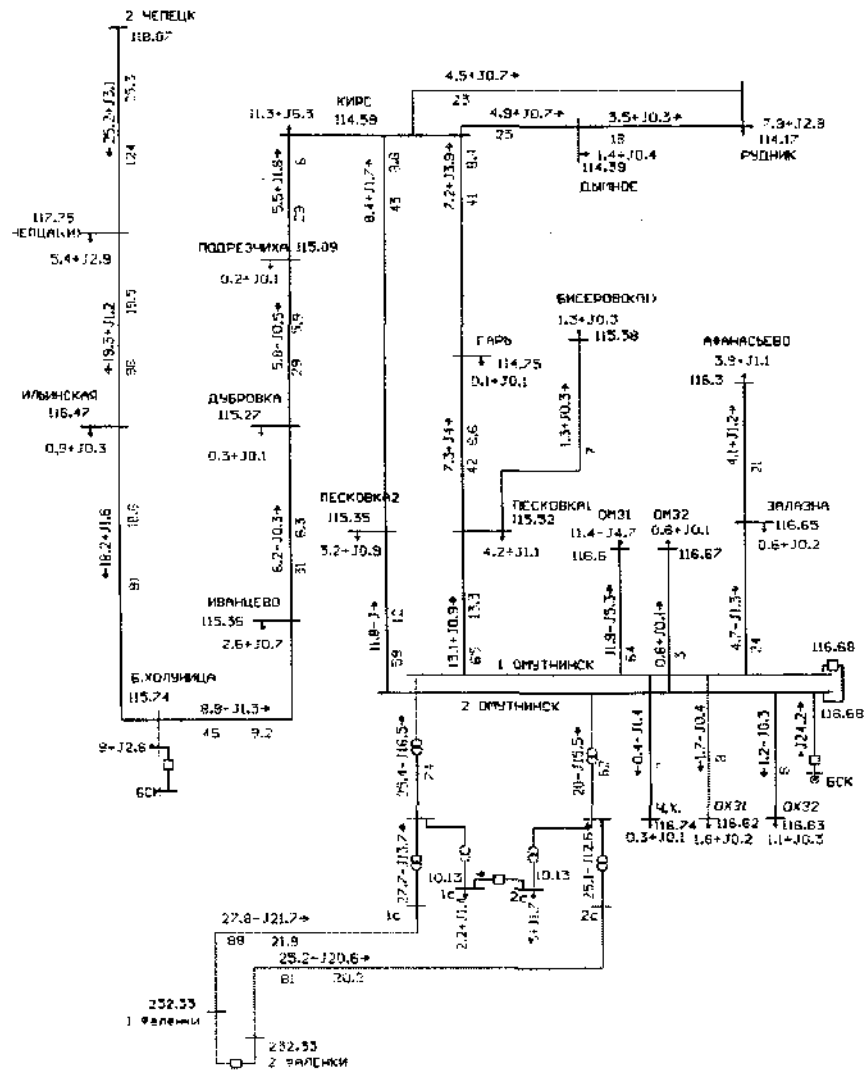


Рисунок 2. Зимний максимум 2018 года. Кирсинско - Омутнинский район, отключение ВЛ 220 кВ Фаленки - Омутнинск №2 из нормальной схемы.

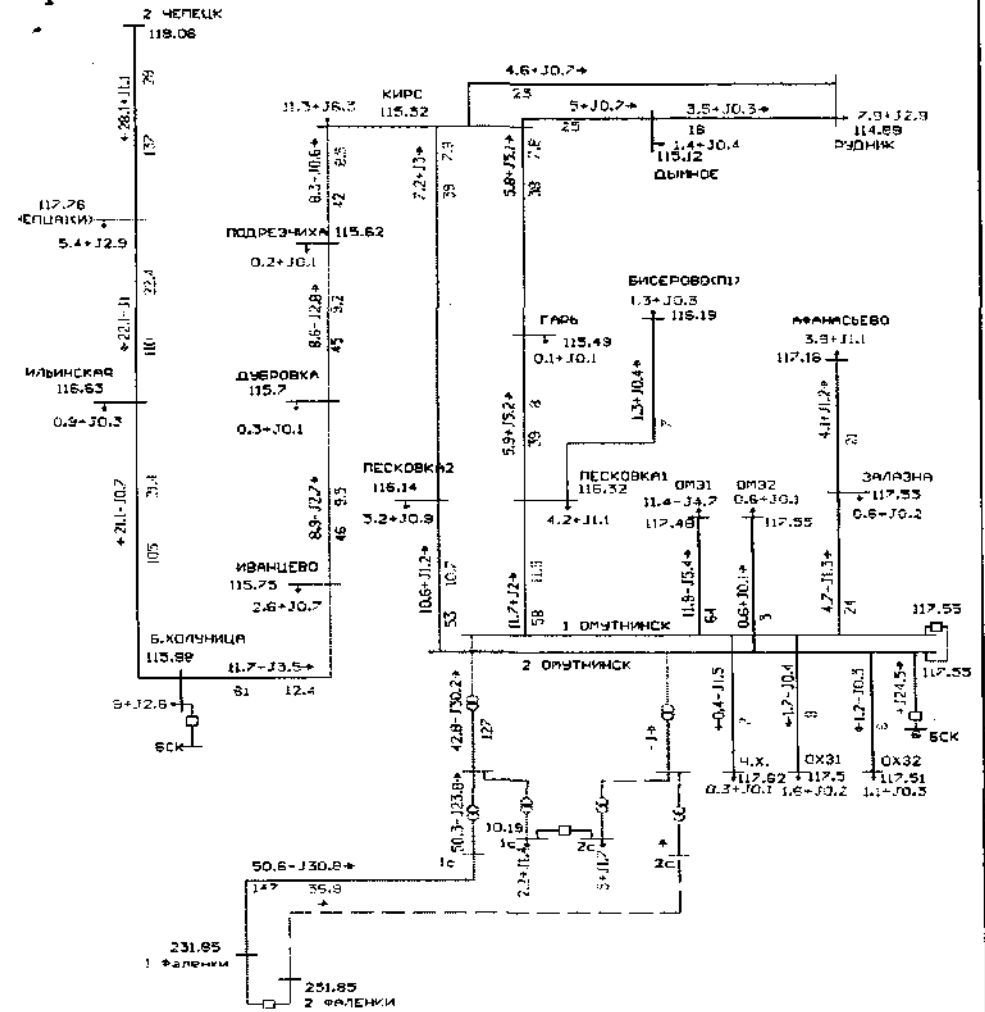


Рисунок. Летний максимум 2018 года. Нормальная схема.

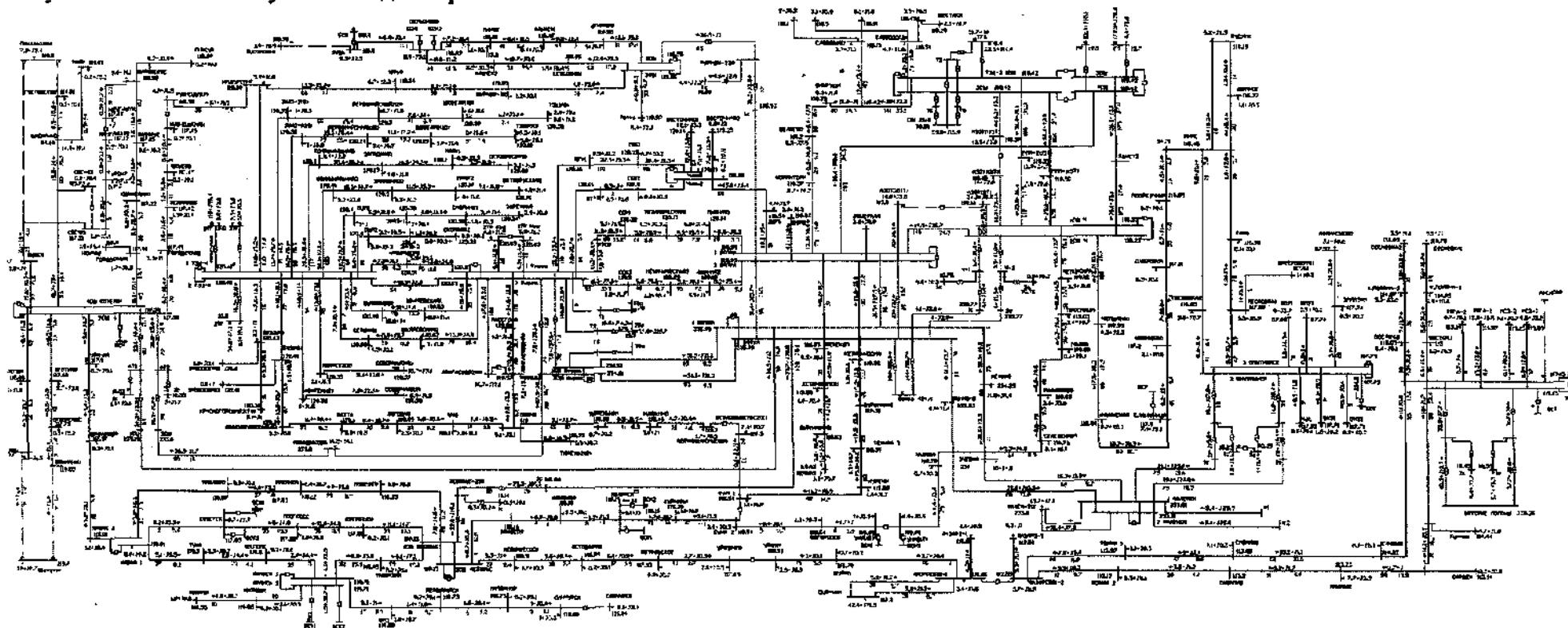






Рисунок 3. Летний максимум 2018 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье из схемы ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич - Утиная.

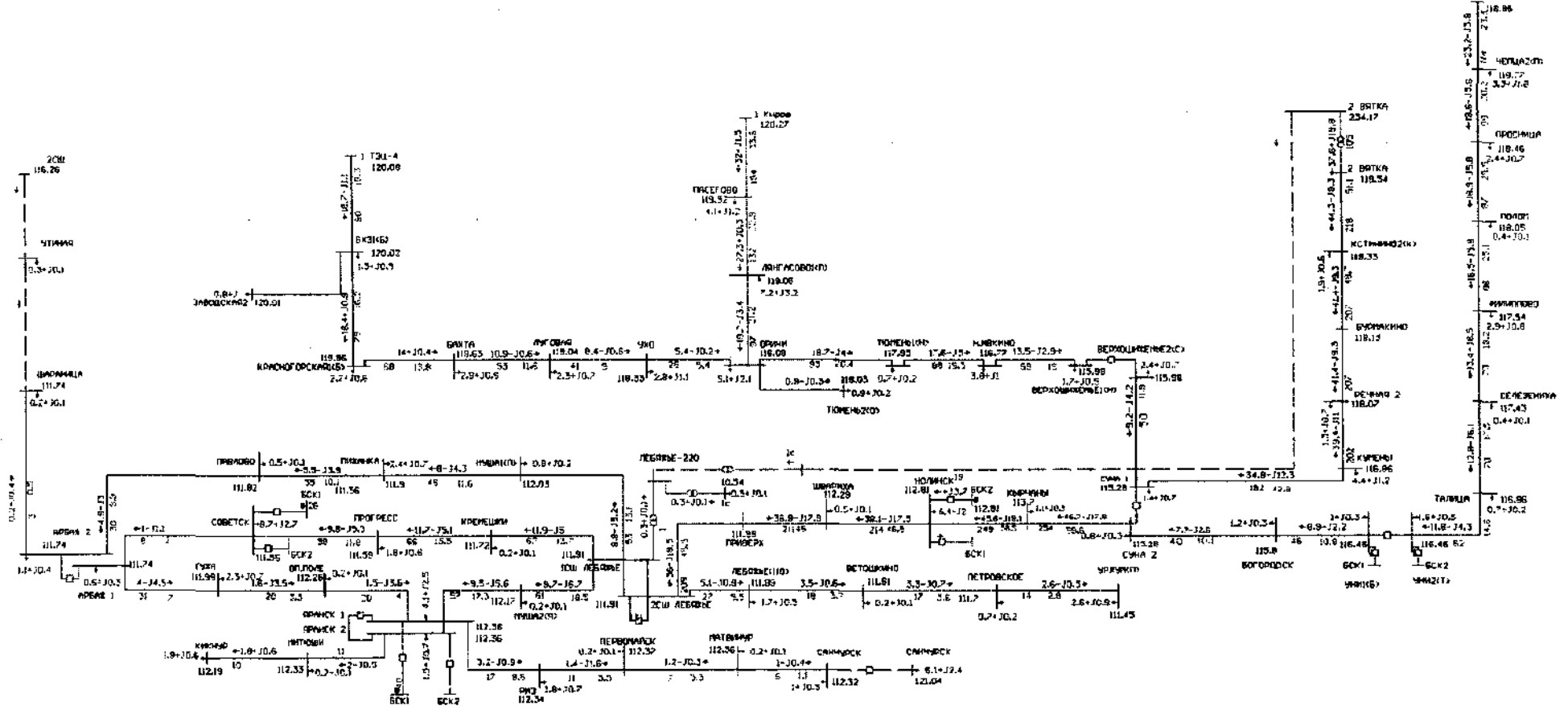




Рисунок 2. Летний максимум 2018 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши из нормальной схемы.

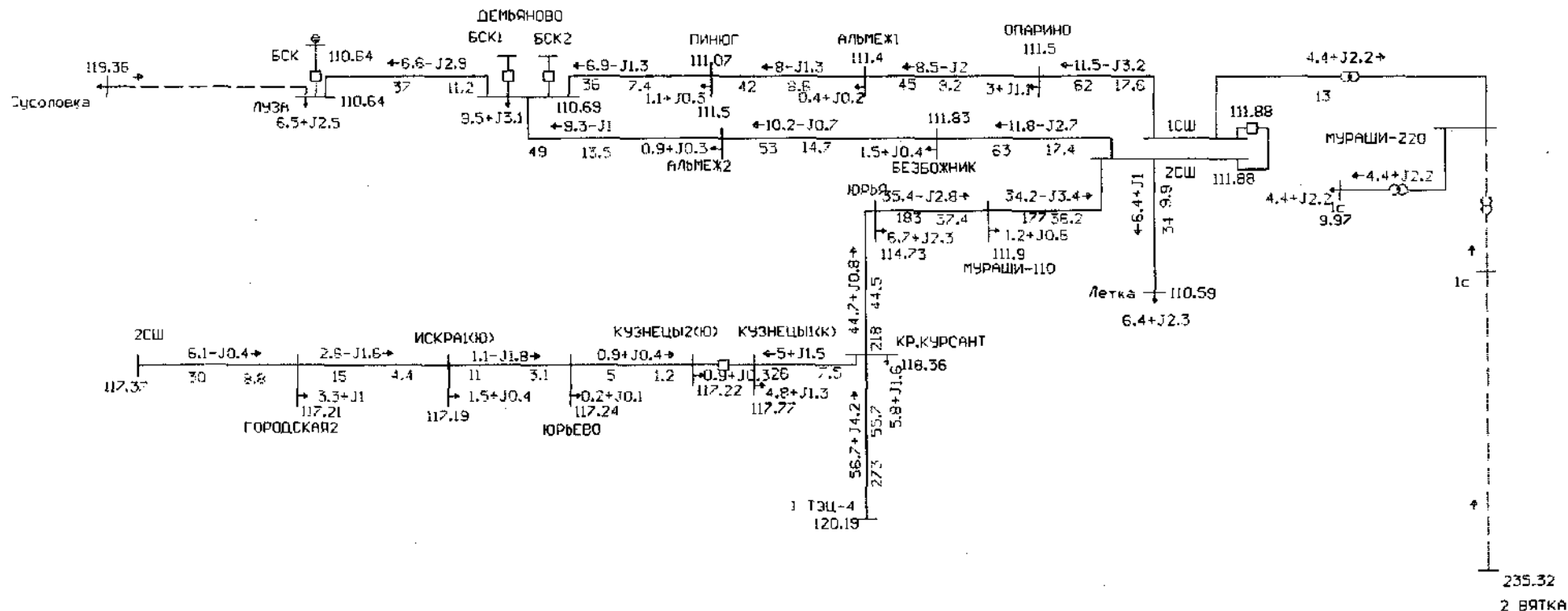


Рисунок 3. Летний максимум 2018 года. Ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши, питание ПС 110 кВ Луза производится от Архангельской энергосистемы, ПС 110 кВ Летка питается от энергосистемы Республики Коми.

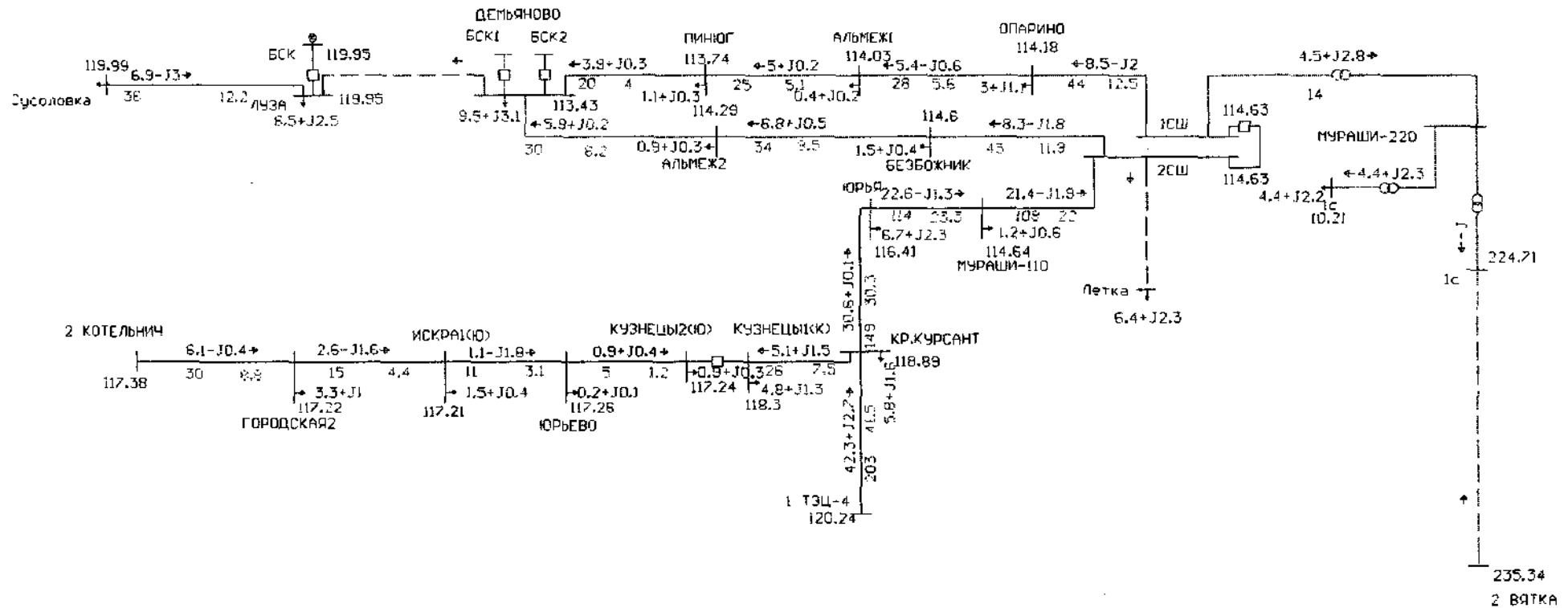




Рисунок 4. Летний максимум 2018 года. Аварийное отключение ВЛ 110 Киров - Красный Курсант в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Вятка - Мураши. Отключаются потребители всего района суммарно 42,3 МВт.

При восстановлении питания отключенных потребителей: питание ПС 110 кВ Луза и Демьяново производится от Архангельской энергосистемы, ПС 110 кВ Юрья, Красный Курсант питаются от ПС 220 кВ Котельнич. Остаются обесточенными ПС 110 Пинюг, Опарино, Альмеж, Безбожник, Мураши, суммарно 12,5 МВт, до восстановления схемы.

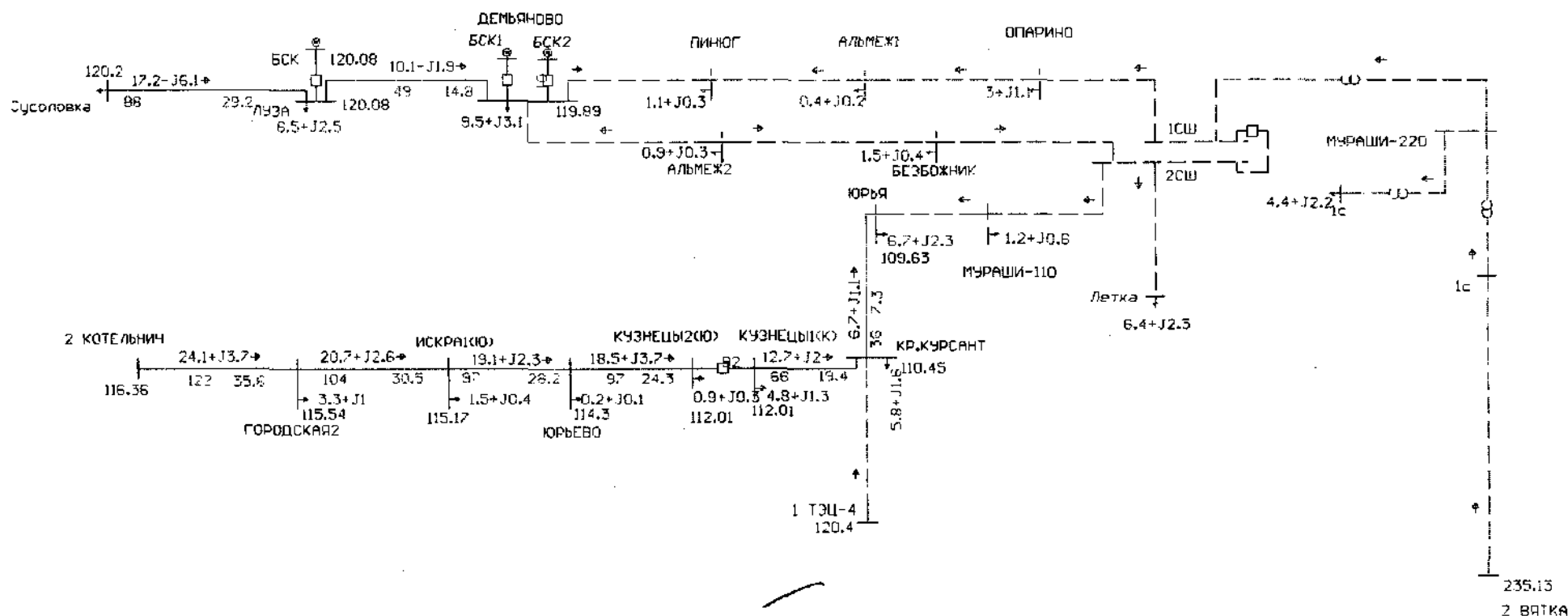


Рисунок. Летний максимум 2018 года. Аварийное отключение 2СШ 110 кВ ПС 220 кВ Киров.

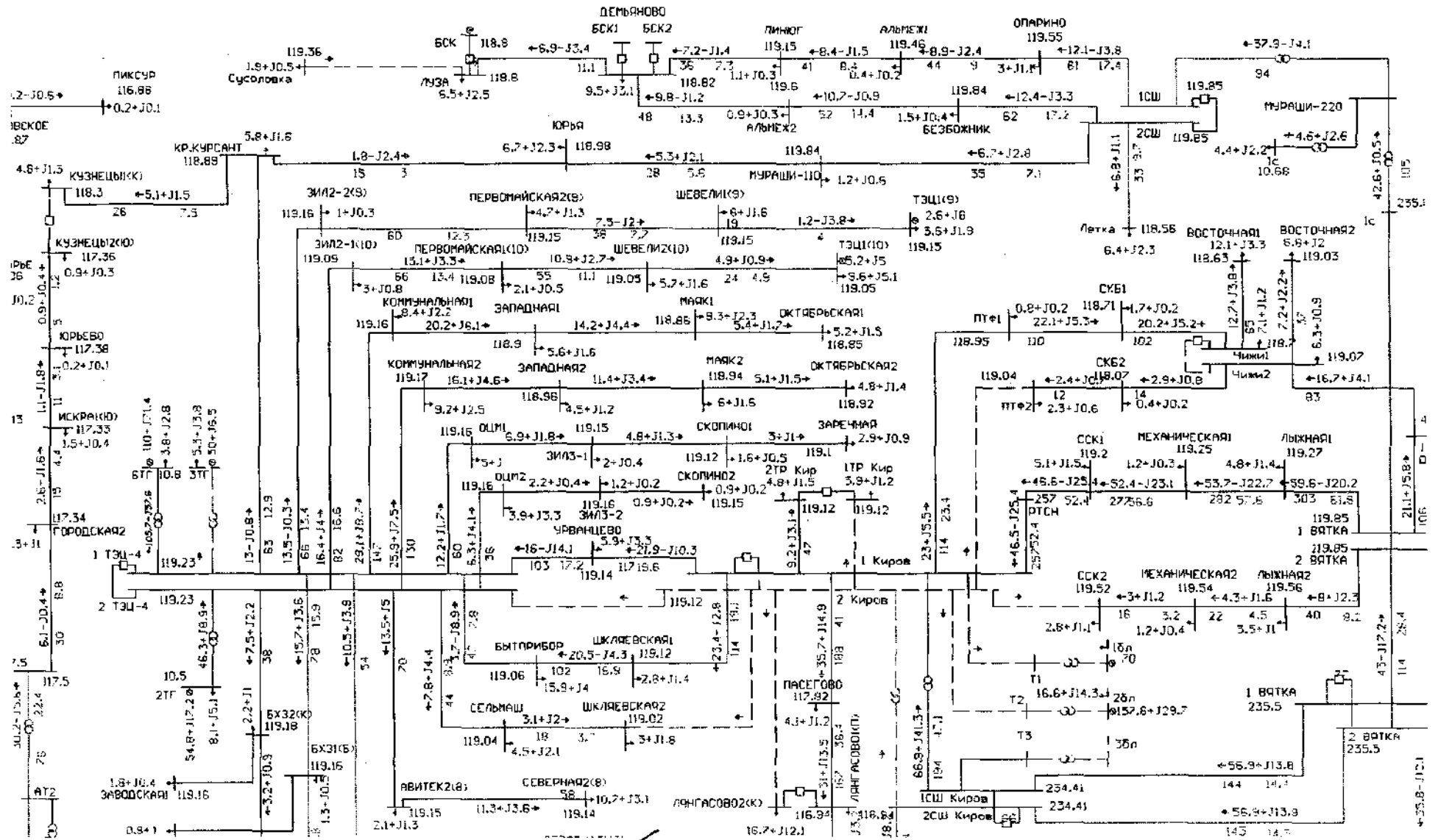




Рисунок. Зимний максимум 2022 года. Нормальная схема.

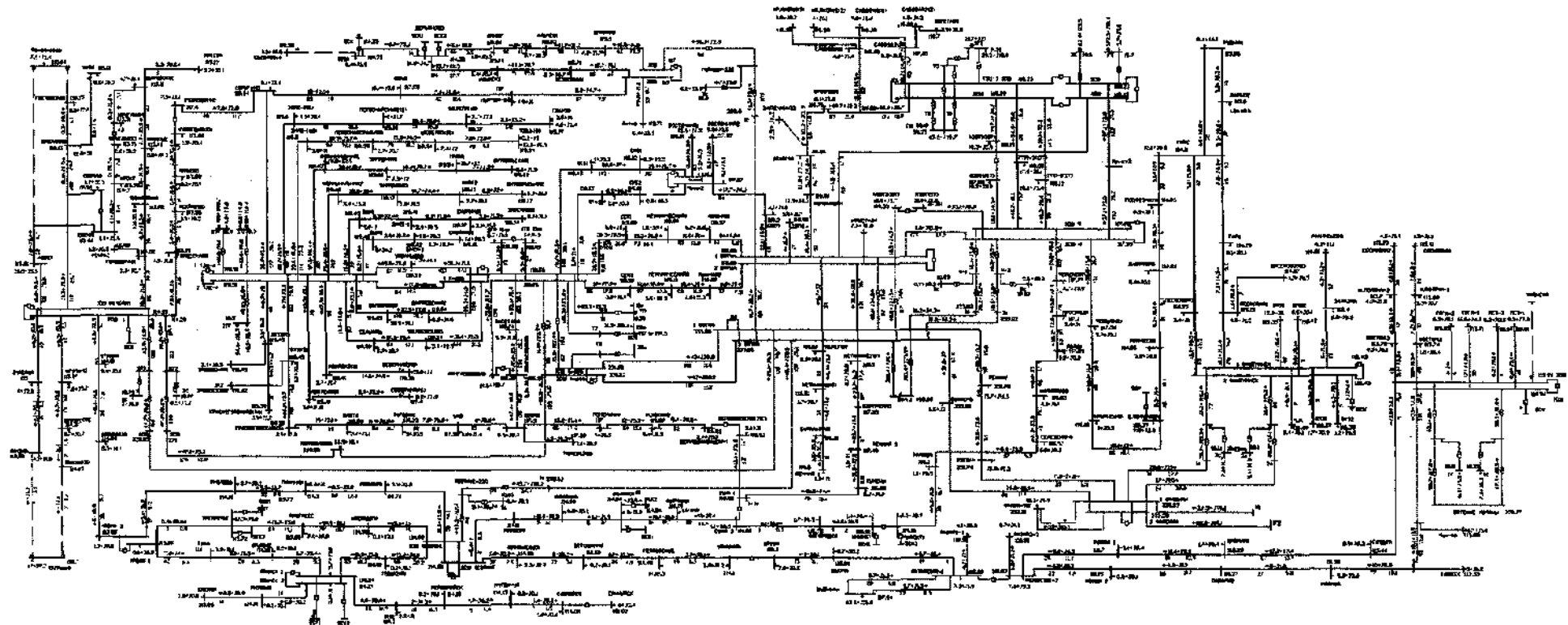


Рисунок 1. Зимний максимум 2022 года. Нормальная схема Южного района.

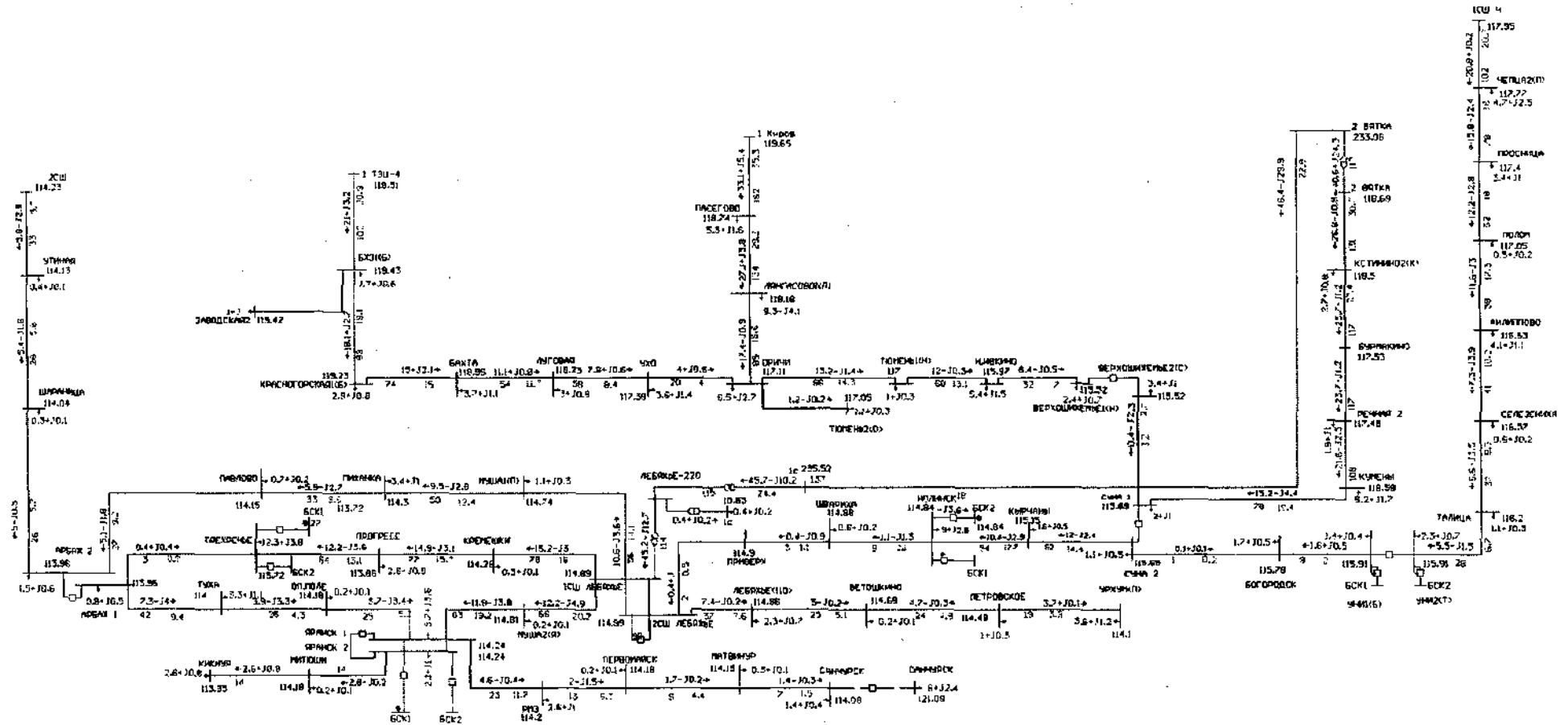


Рисунок 2. Зимний максимум 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебязье из нормальной схемы.

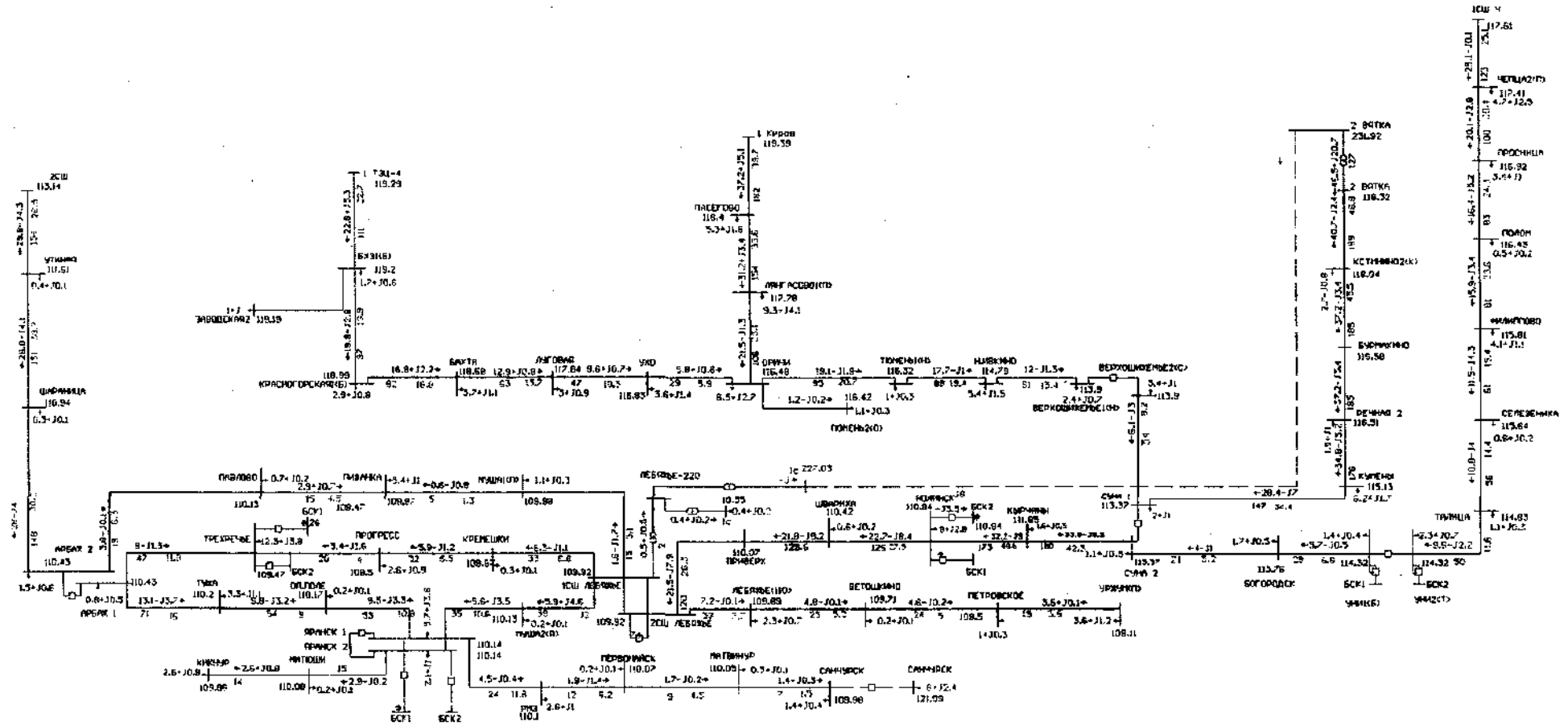


Рисунок 1. Зимний максимум 2022 года. Нормальная схема Северного (Мурашинского) района.

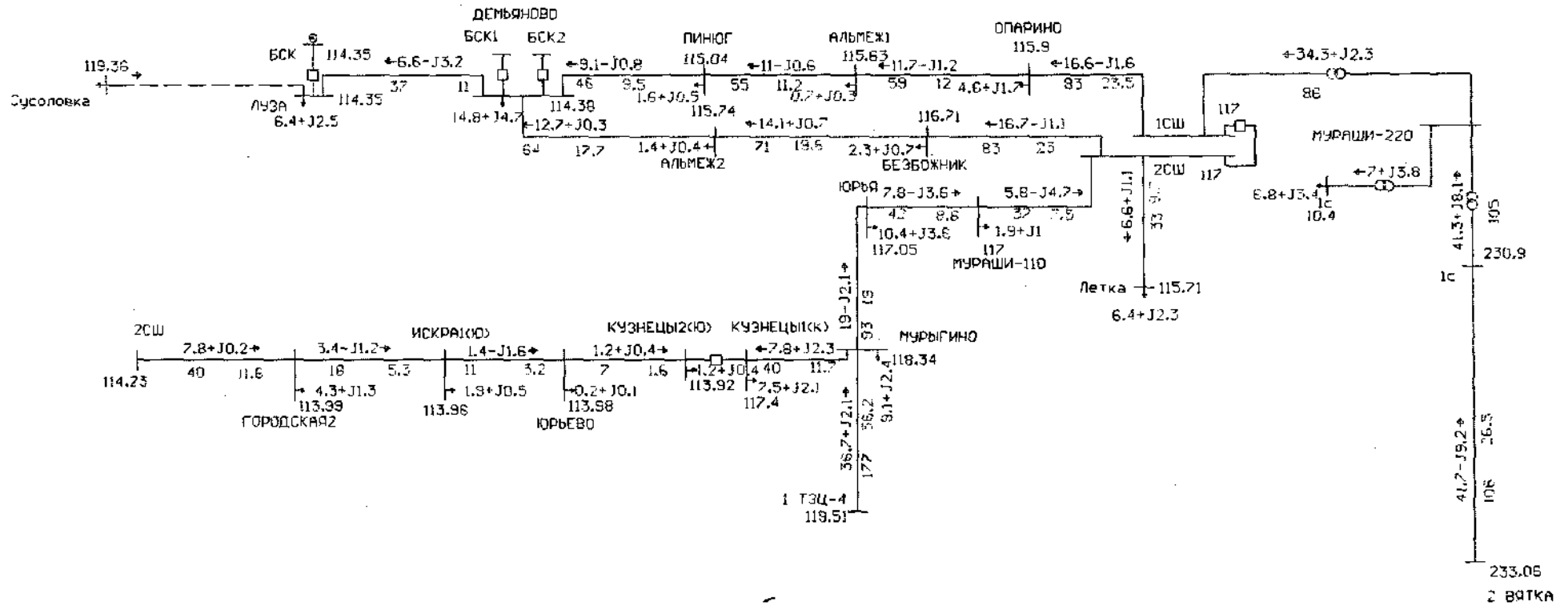


Рисунок 2. Зимний максимум 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши из нормальной схемы.

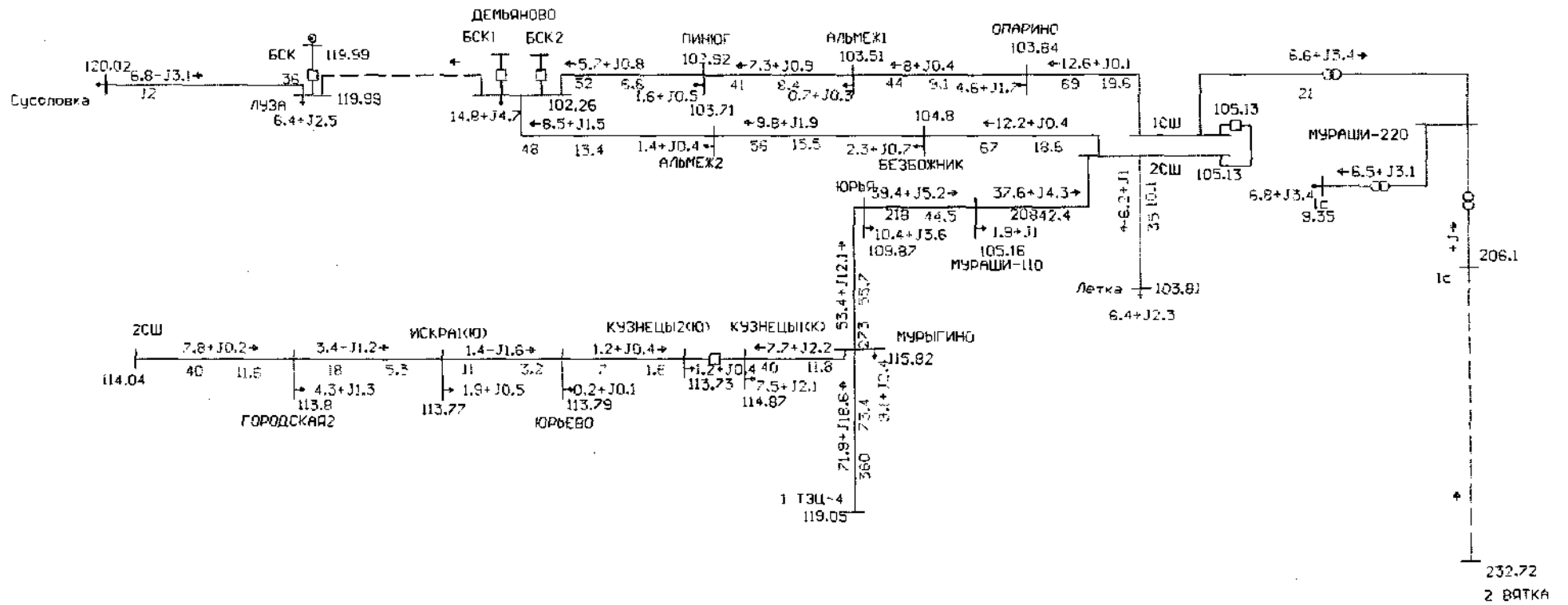




Рисунок 1. Зимний максимум 2022 года. Нормальная схема района Киров – ТЭЦ-4 – Оричи.

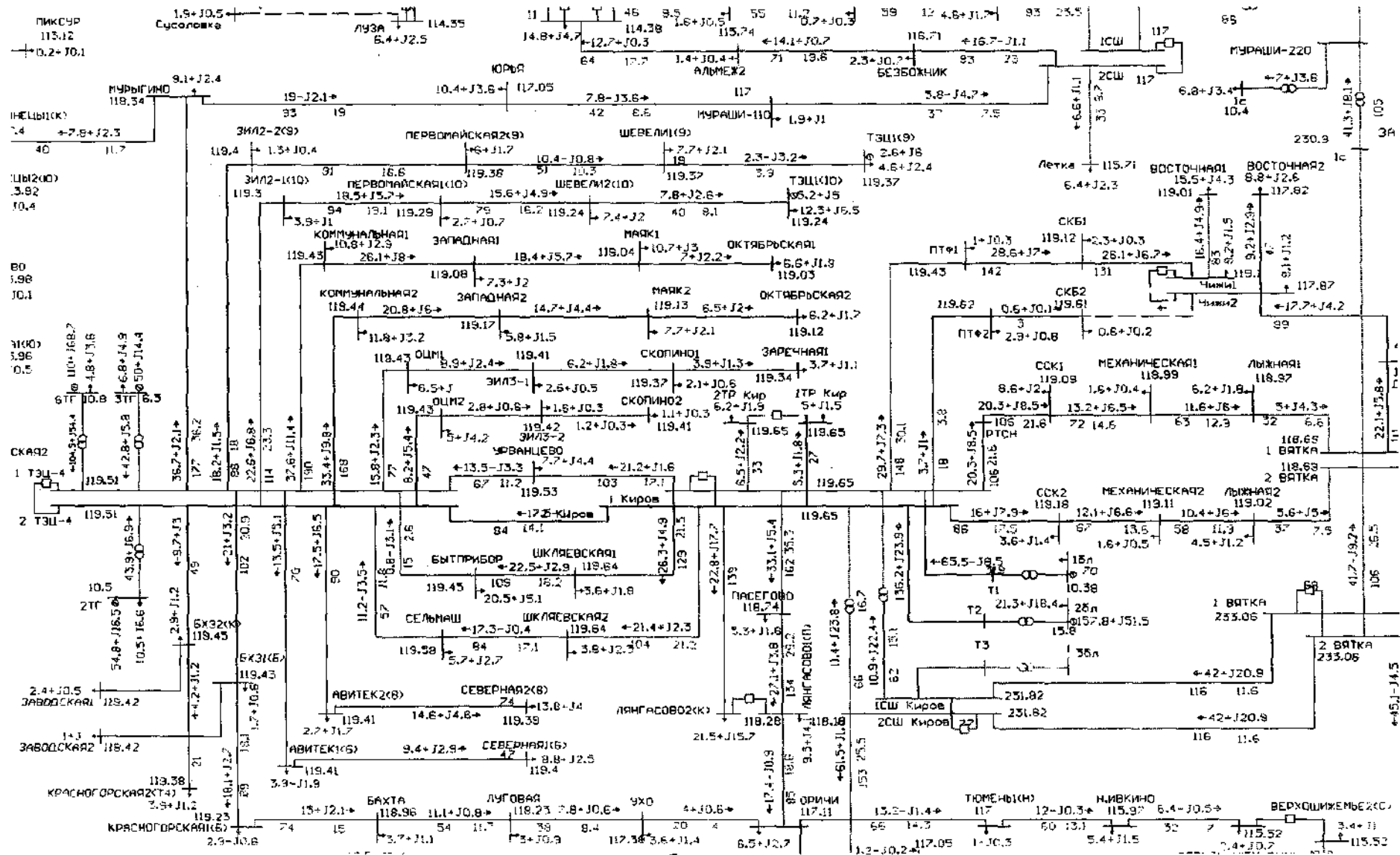


Рисунок 2. Зимний максимум 2022 года. Аварийное отключение 2СШ 110 кВ ПС 220 кВ Киров.

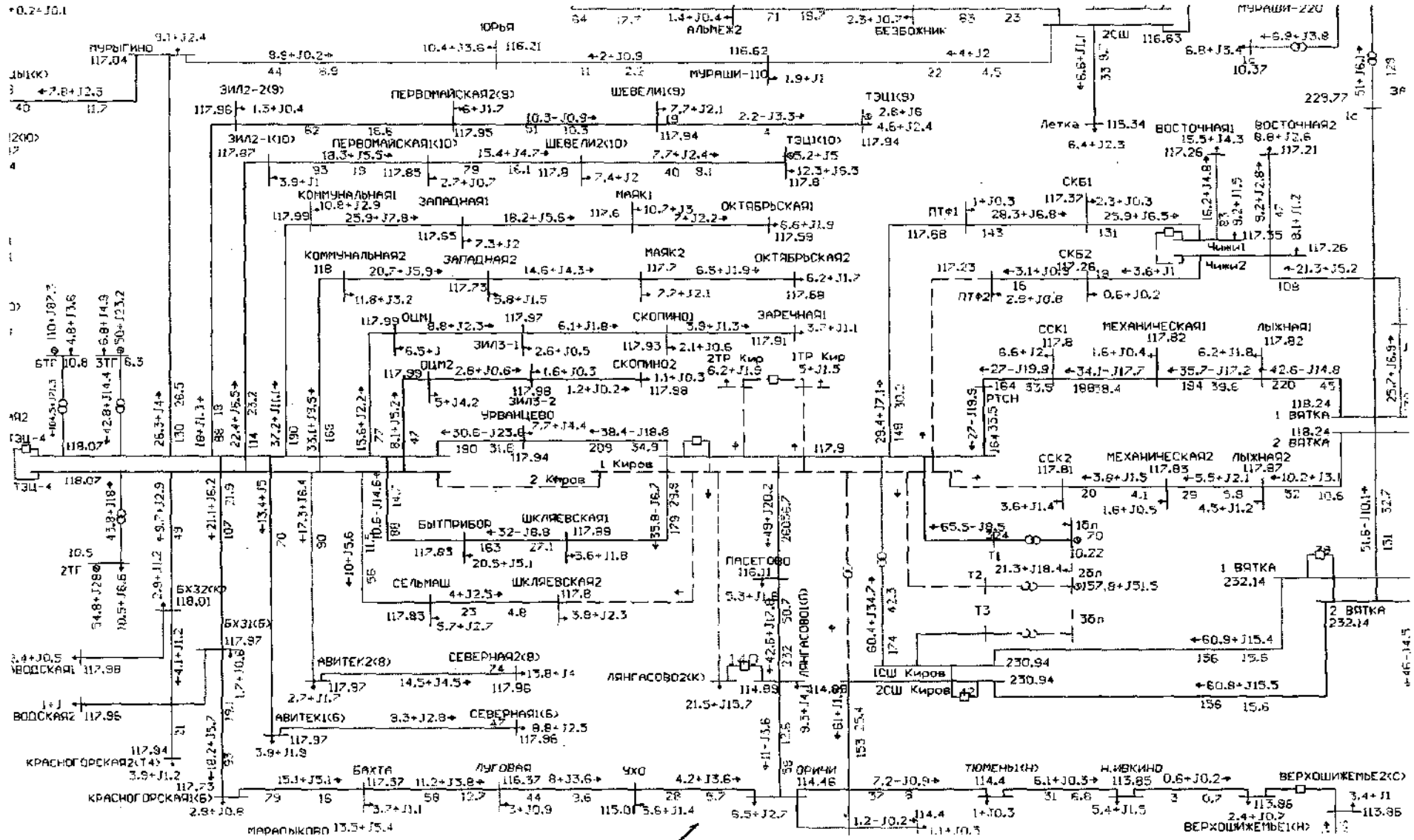


Рисунок 1. Зимний максимум 2022 года. Кирсинско - Омутнинский район нормальная схема.

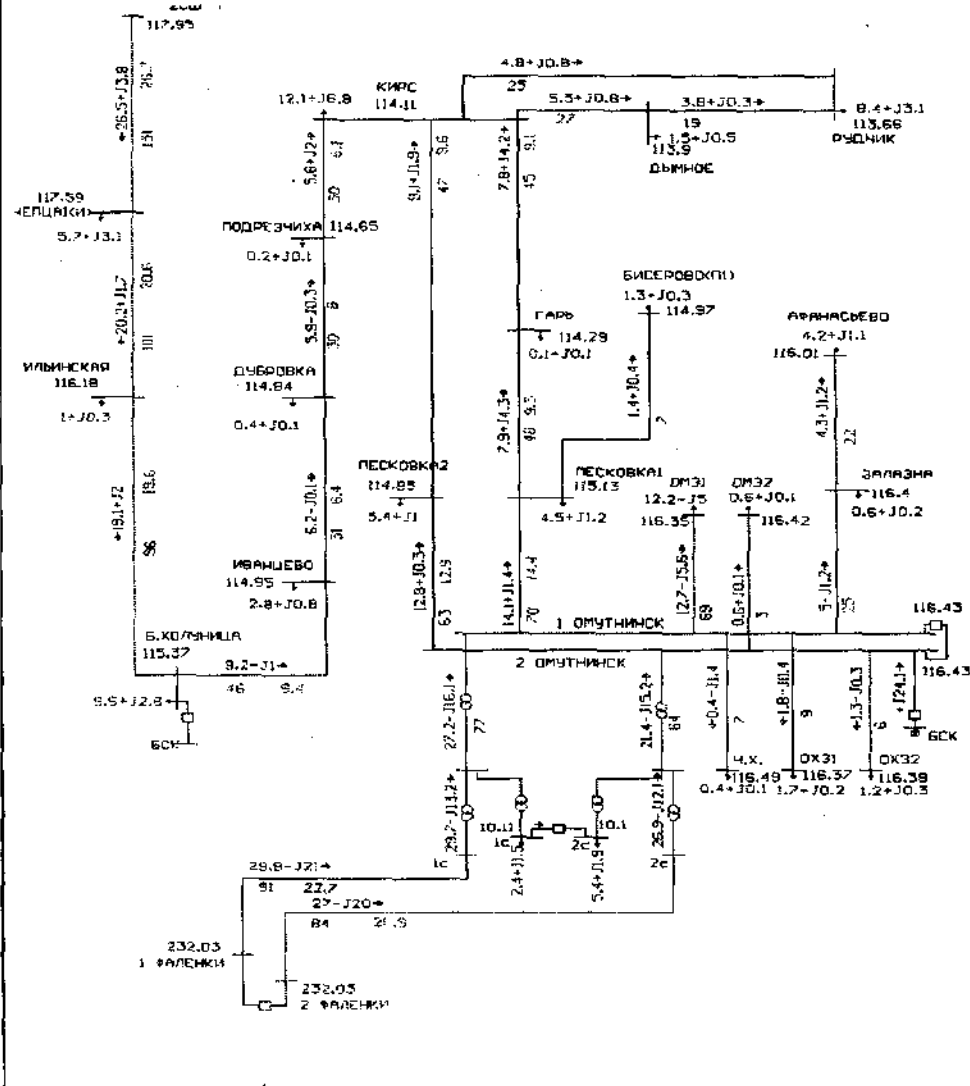


Рисунок 2. Зимний максимум 2022 года. Кирсинско - Омутнинский район, отключение ВЛ 220 кВ Фаленки - Омутнинск 2 ц. из нормальной схемы.

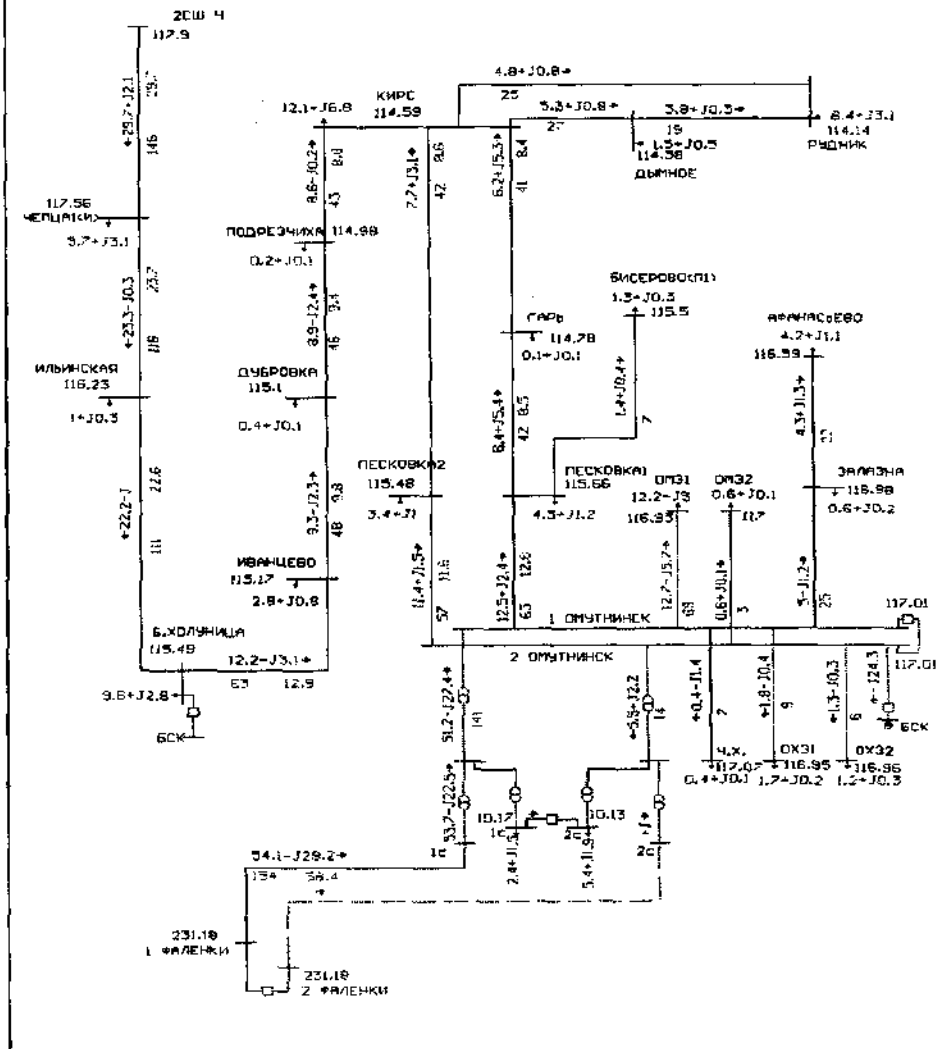


Рисунок. Летний максимум 2022 года. Нормальная схема.

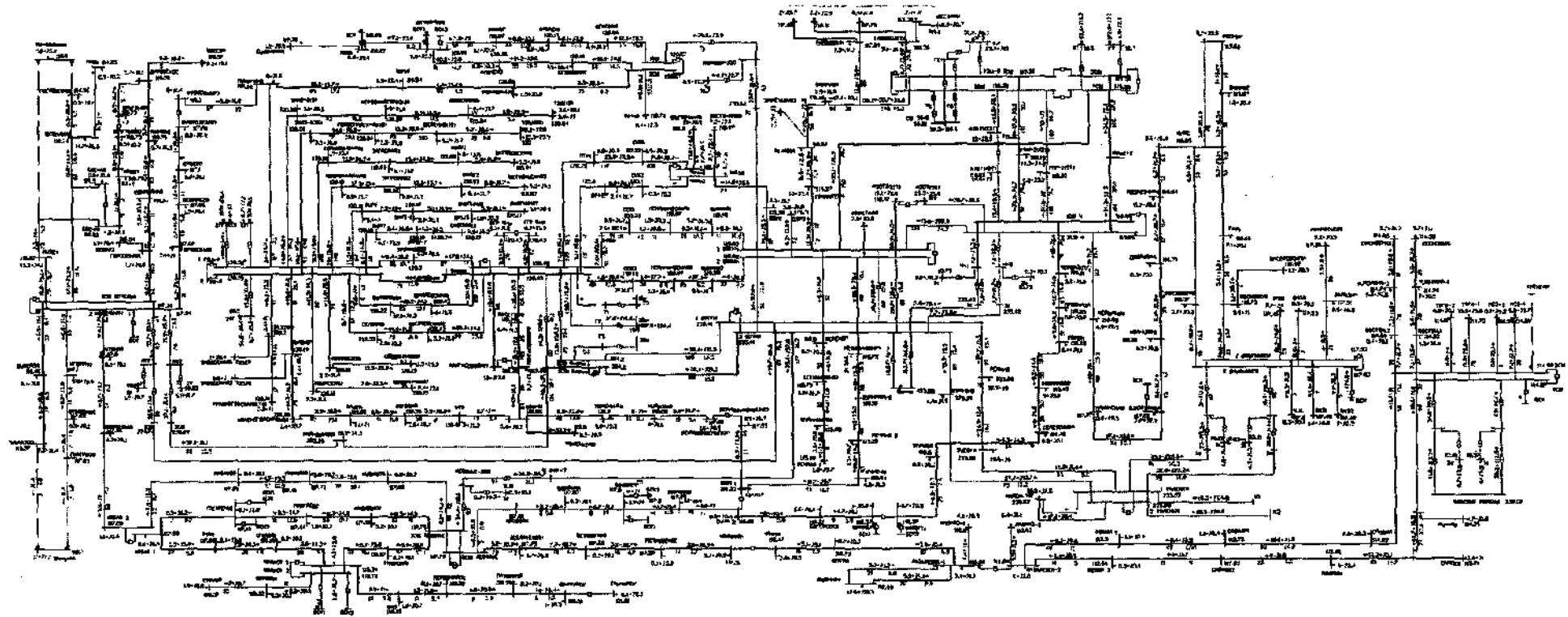


Рисунок 1. Летний максимум 2022 года. Нормальная схема Южного района.

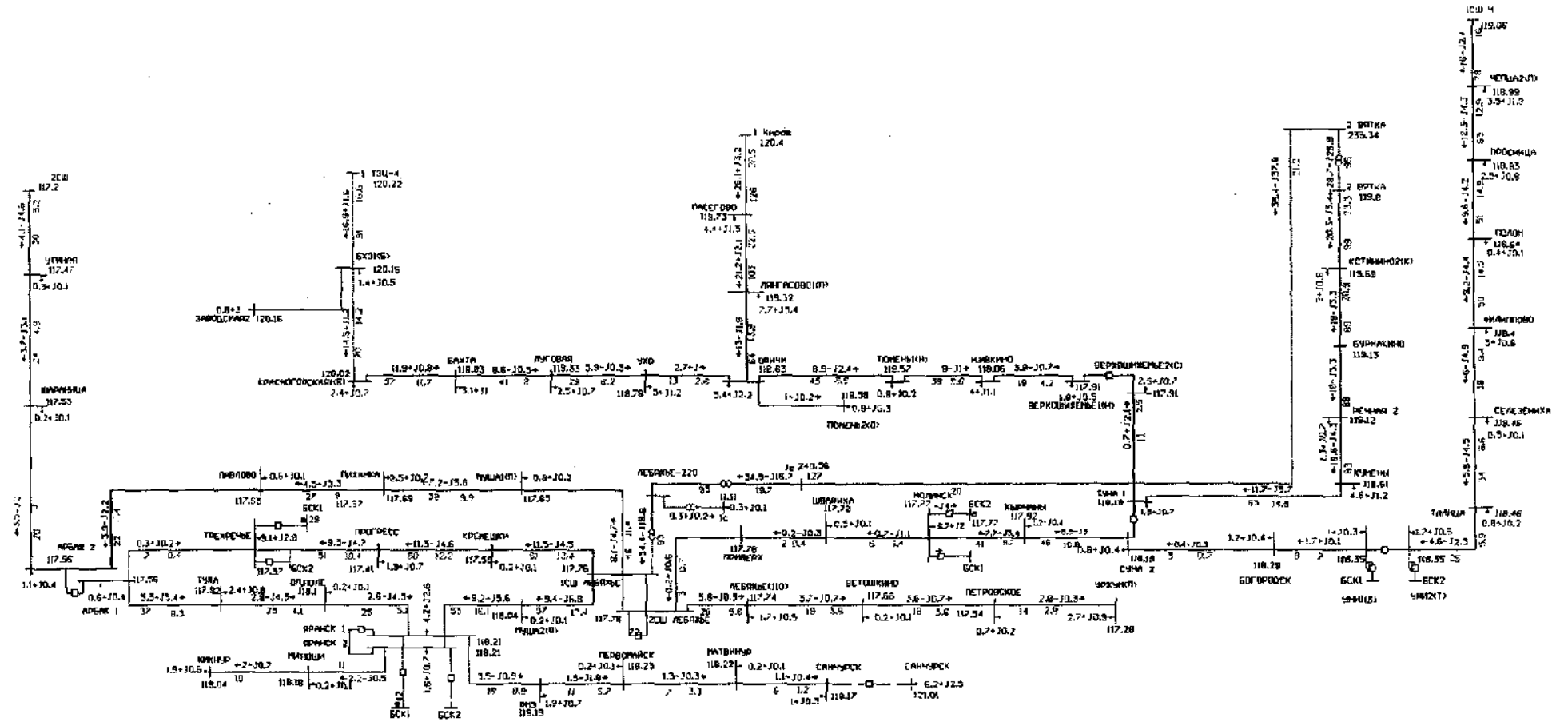


Рисунок 2. Летний максимум 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье из нормальной схемы.

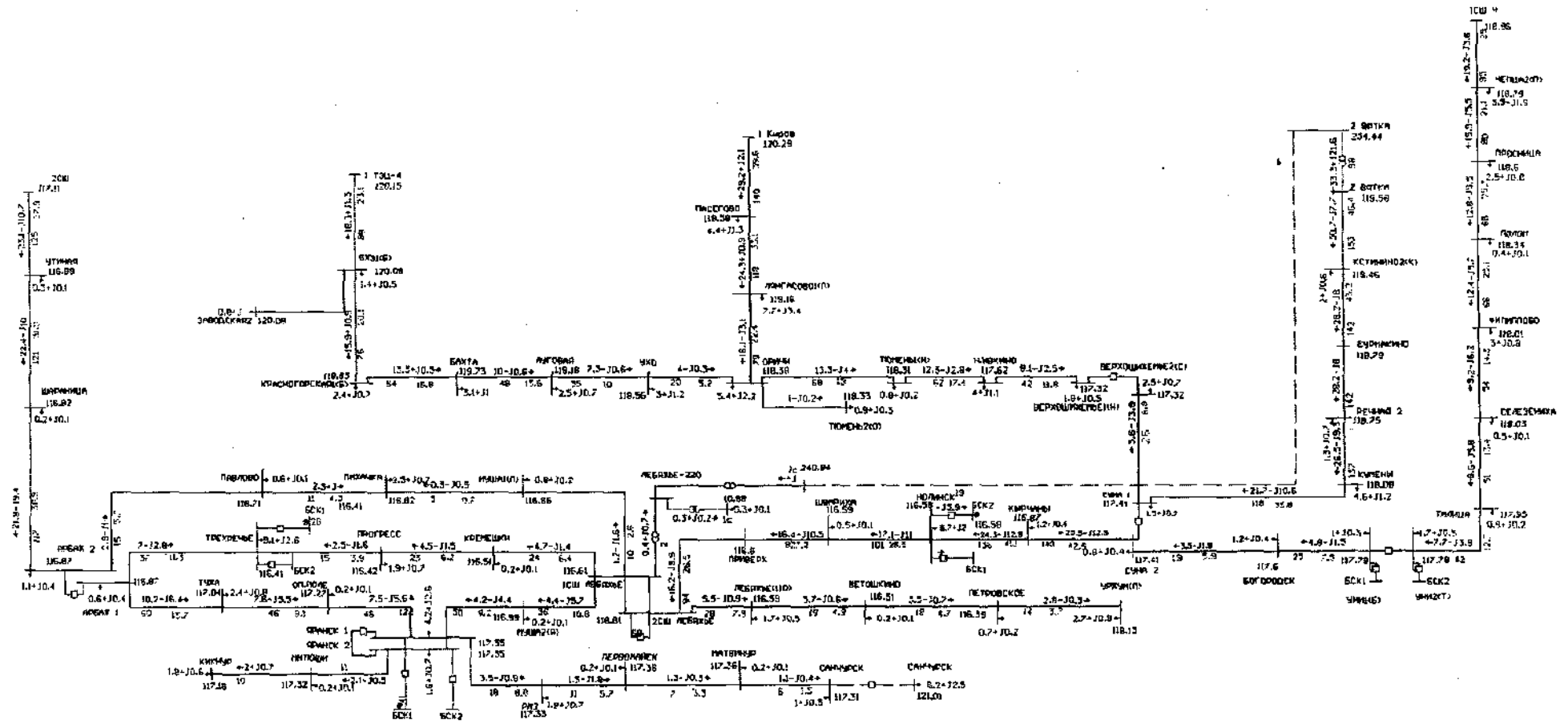


Рисунок 3. Летний максимум 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Лебяжье из схемы ремонта ВЛ 110 кВ Котельнич – Утиная.

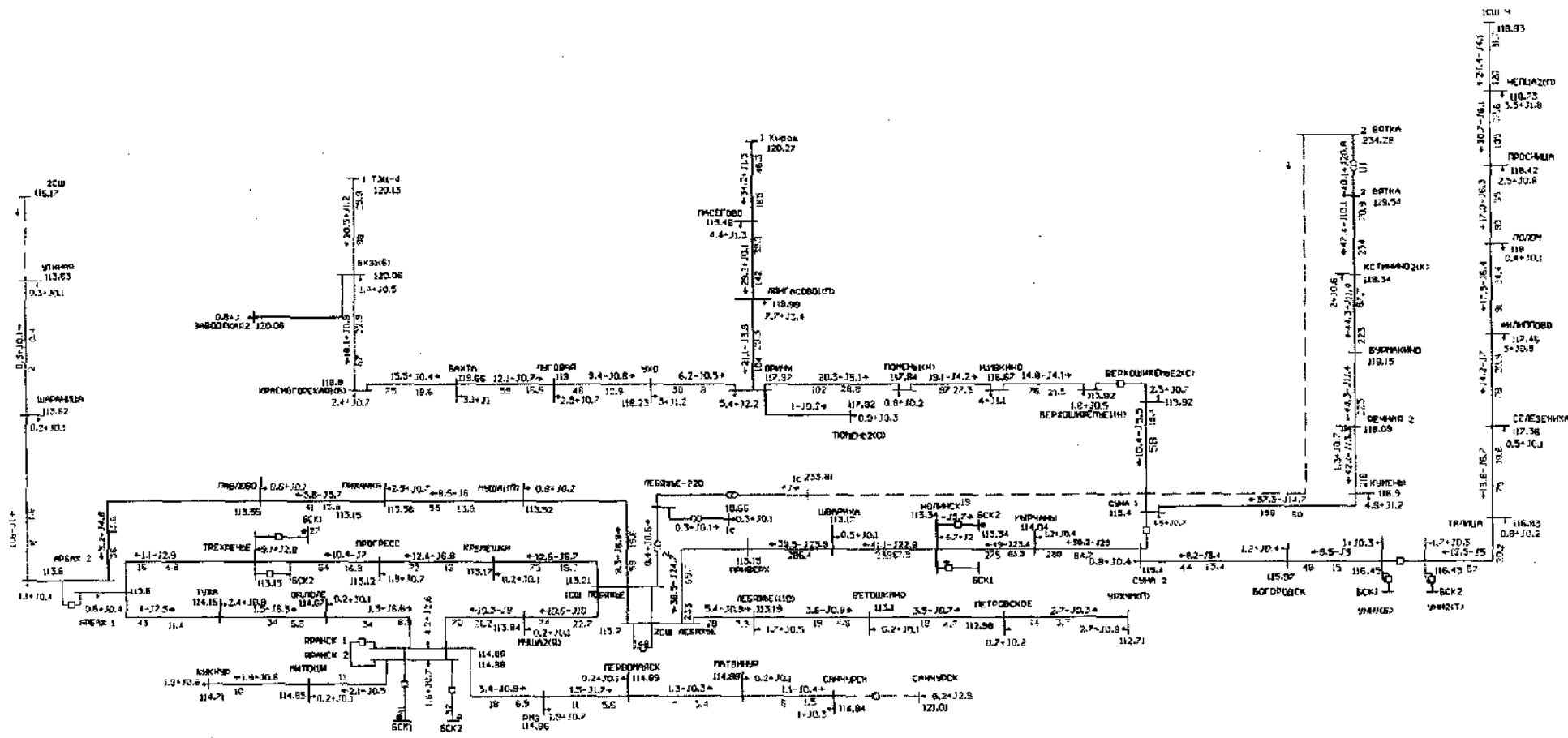


Рисунок 1. Летний максимум 2022 года. Нормальная схема Северного (Мурашинского) района.

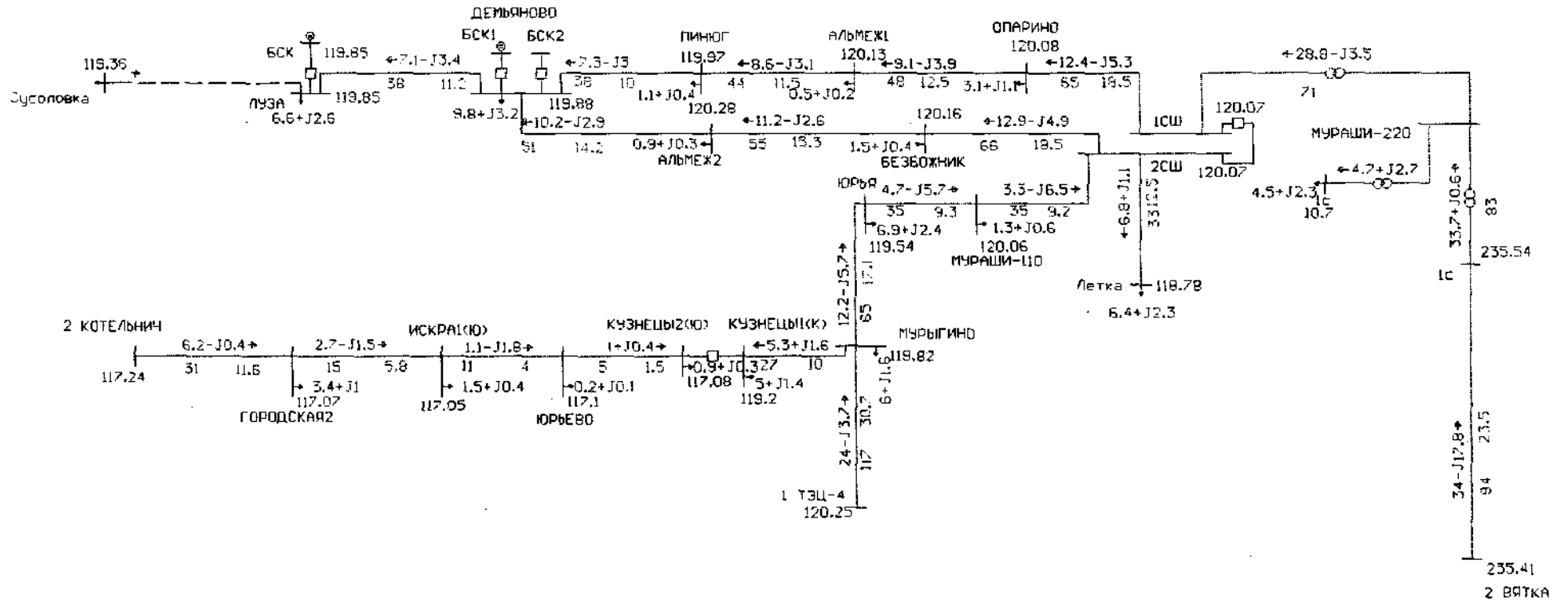




Рисунок 2. Летний максимум 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши из нормальной схемы.

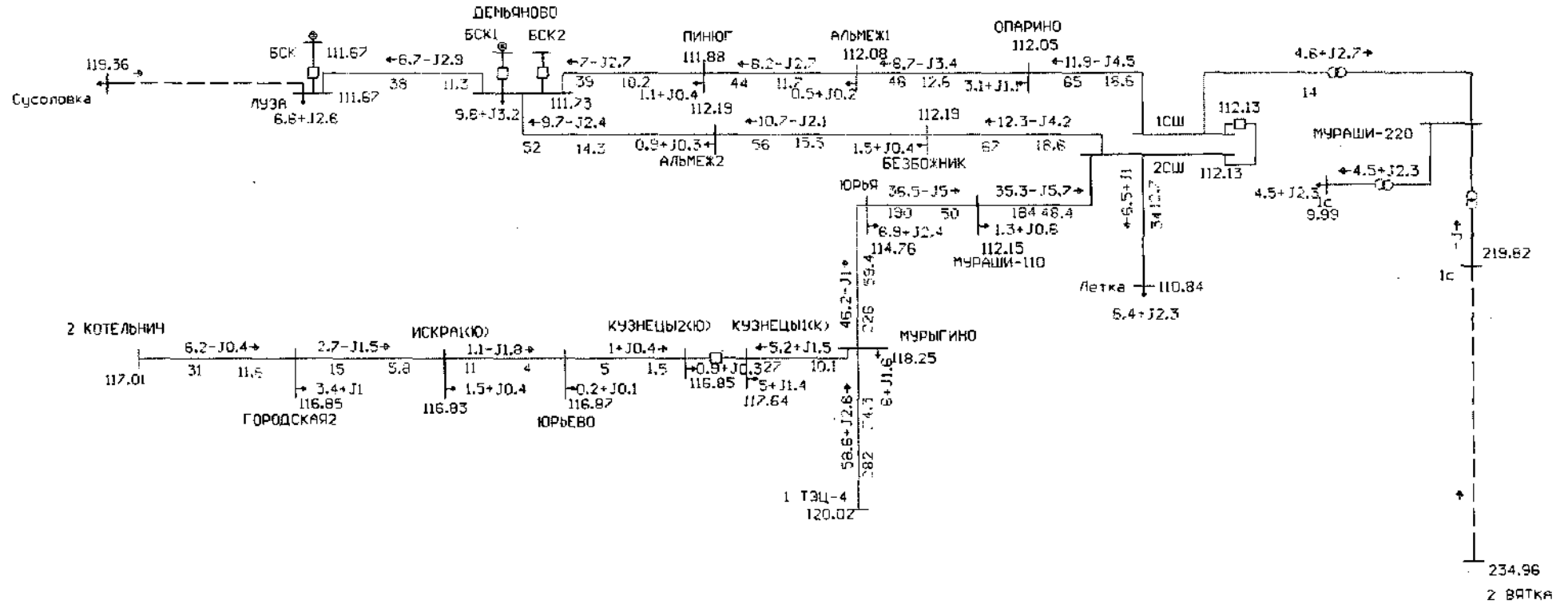


Рисунок 3. Летний максимум 2022 года. Ремонт ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши, питание ПС 110 кВ Луза производится от Архангельской энергосистемы, ПС 110 кВ Летка питается от энергосистемы Республики Коми.

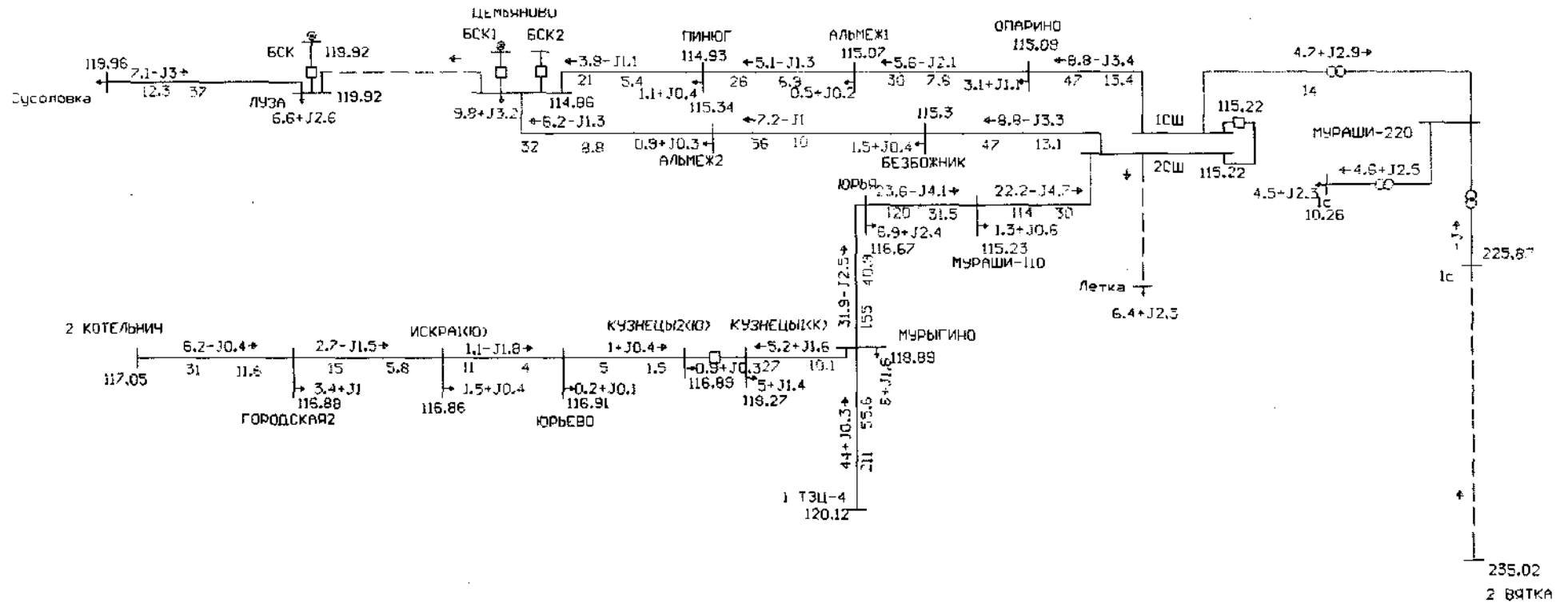


Рисунок 4. Летний максимум 2022 года. Аварийное отключение ВЛ 110 Киров – Мурыгино в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Вятка – Мураши.

При восстановлении питания отключенных потребителей: питание ПС 110 кВ Луза и Демьяново производится от Архангельской энергосистемы, ПС 110 кВ Юрья, Мурыгино, Пинюг, Опарино, Альмеж, Безбожник, Мураши 110 кВ питаются от ПС 220 кВ Котельнич. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

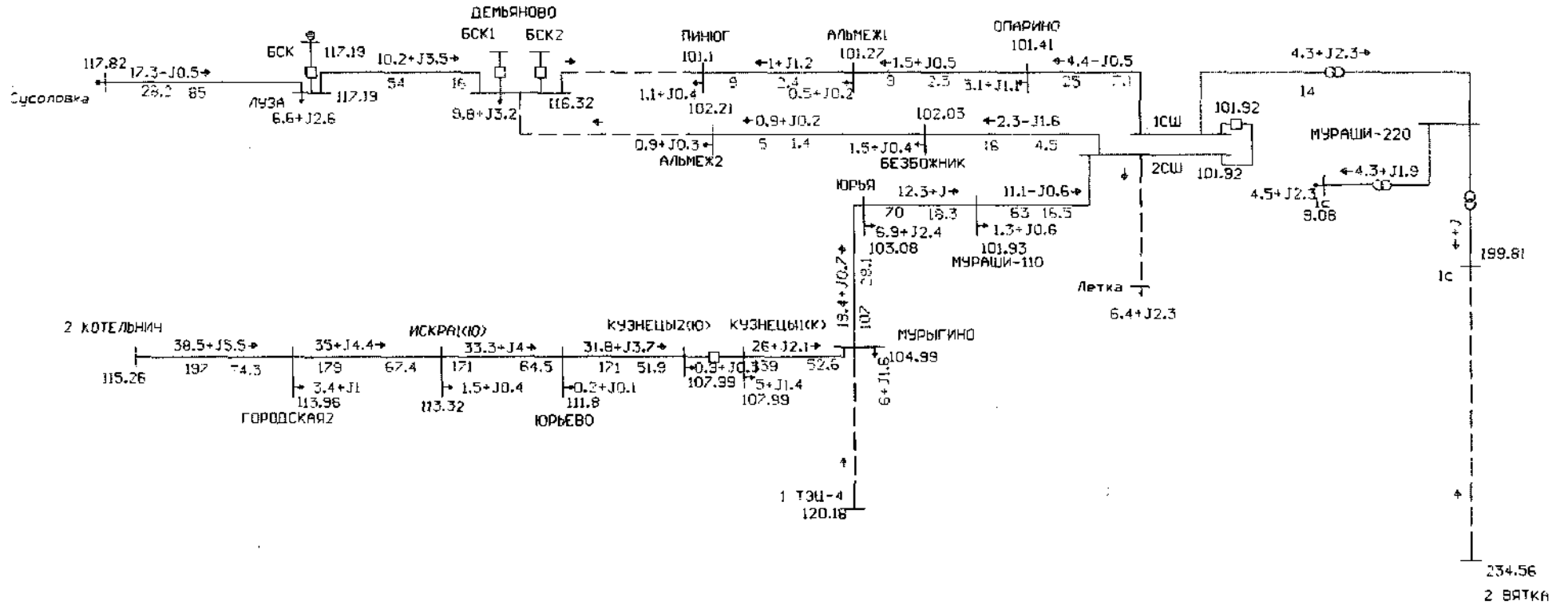






Рисунок 1. Летний максимум 2022 года. Кирсинско – Омутнинский район. Ремонт ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск 2 ц.

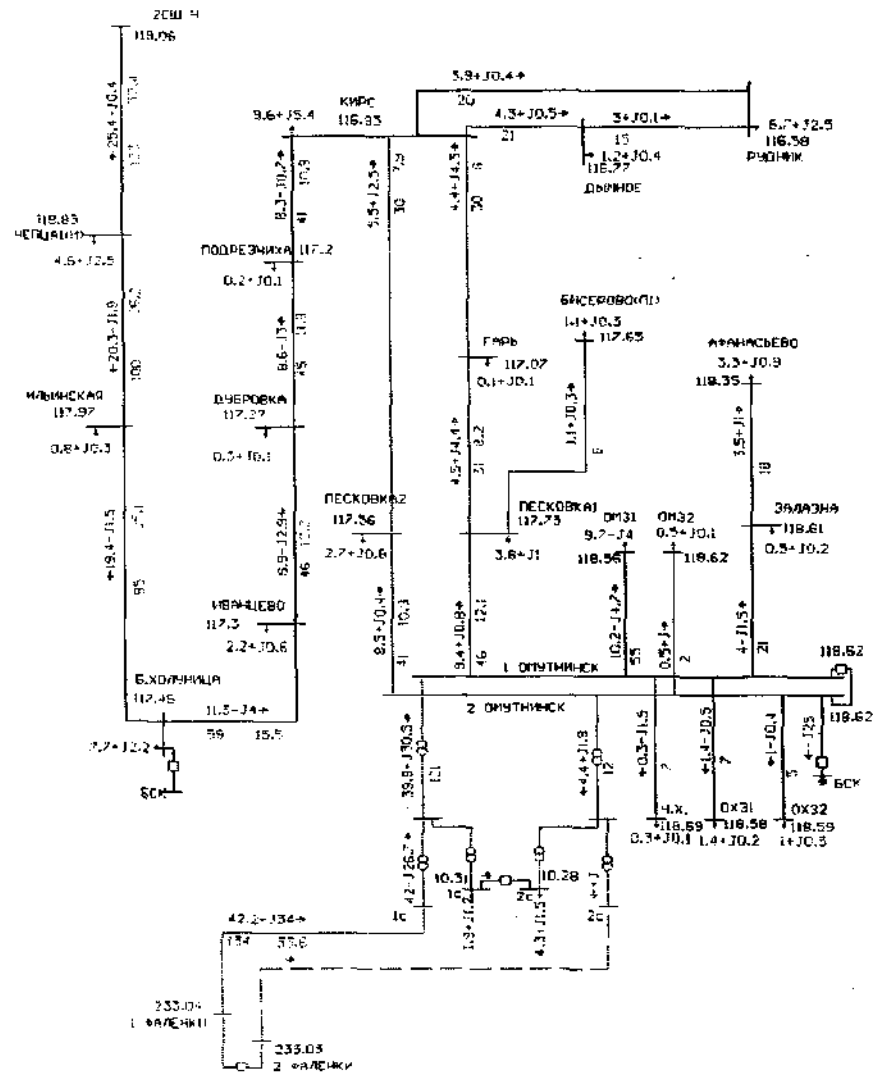


Рисунок 2. Летний максимум 2022 года. Кирсинско – Омутнинский район. Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск 1 ц. при ремонте ВЛ 220 кВ Фаленки – Омутнинск 2 ц.

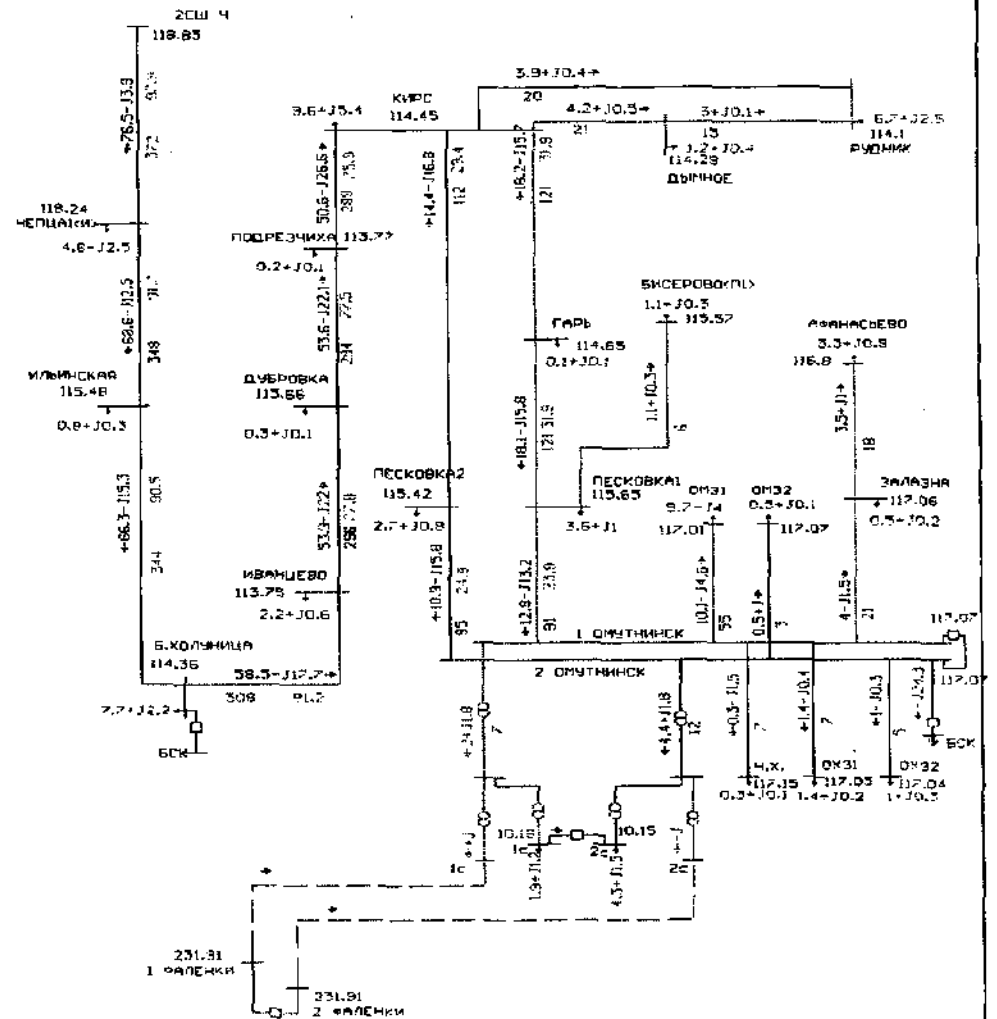


Рисунок 1. Зимний максимум 2018 года. Нормальная схема.

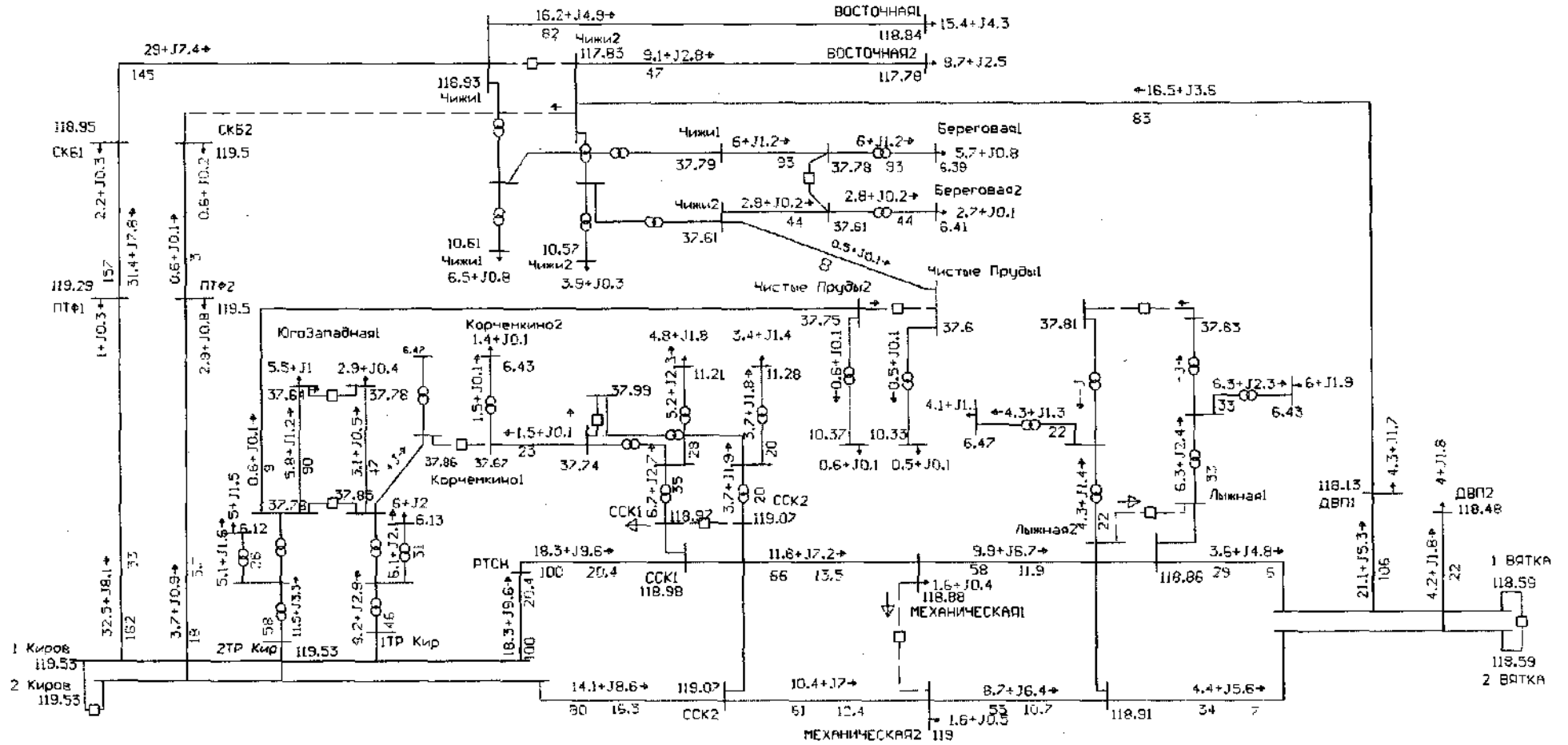


Рисунок 2. Зимний максимум 2018 года. Аварийное отключение ВЛ 10 кВ Вятка – Киров № 2 с отпайками. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

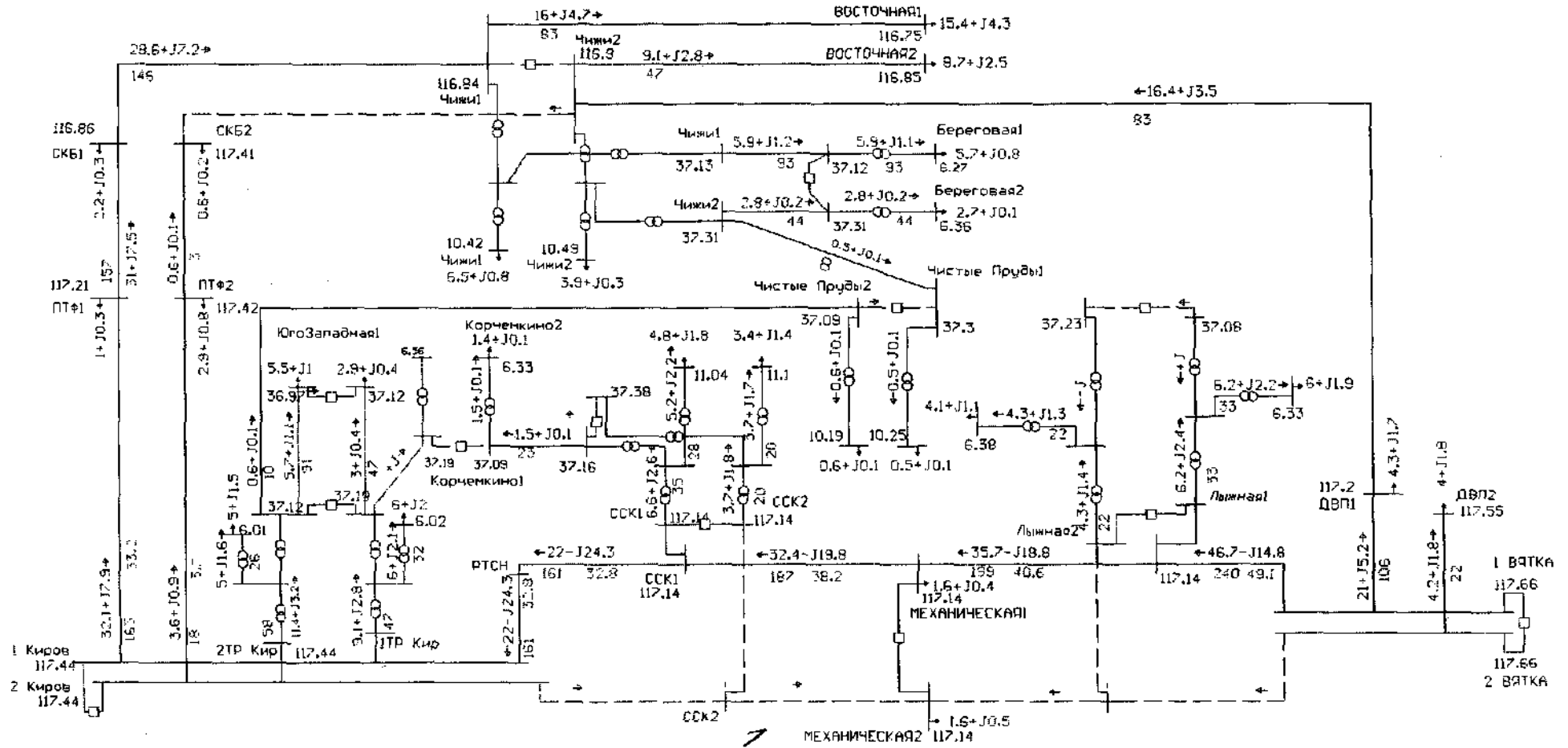




Рисунок 3. Зимний максимум 2018 года. Питание по ВЛ 110 кВ Вятка – Чижи с отпайкой на ПС КДВП при отключении ВМ 110 кВ ВЛ Чижи 1, 2 на ПС 220 кВ Киров. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

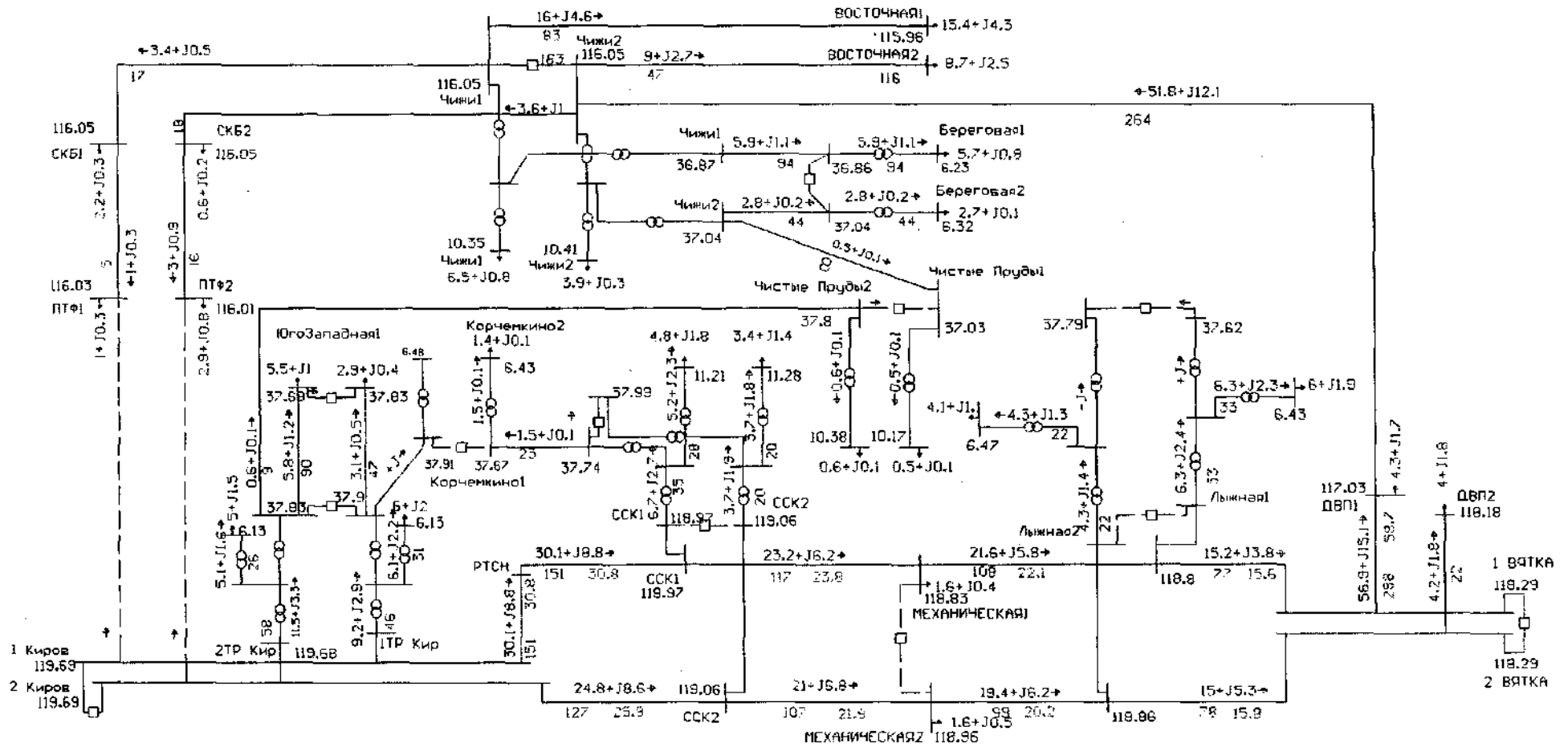


Рисунок 4. Зимний максимум 2018 года. Питание по ВЛ 110 кВ Киров – Чижи 1 с отпайками при отключении ВМ 110 кВ ВЛ Чижи 2 на ПС 220 кВ Киров и ВМ 110 кВ ВЛ Чижи на ПС 500 кВ Вятка. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

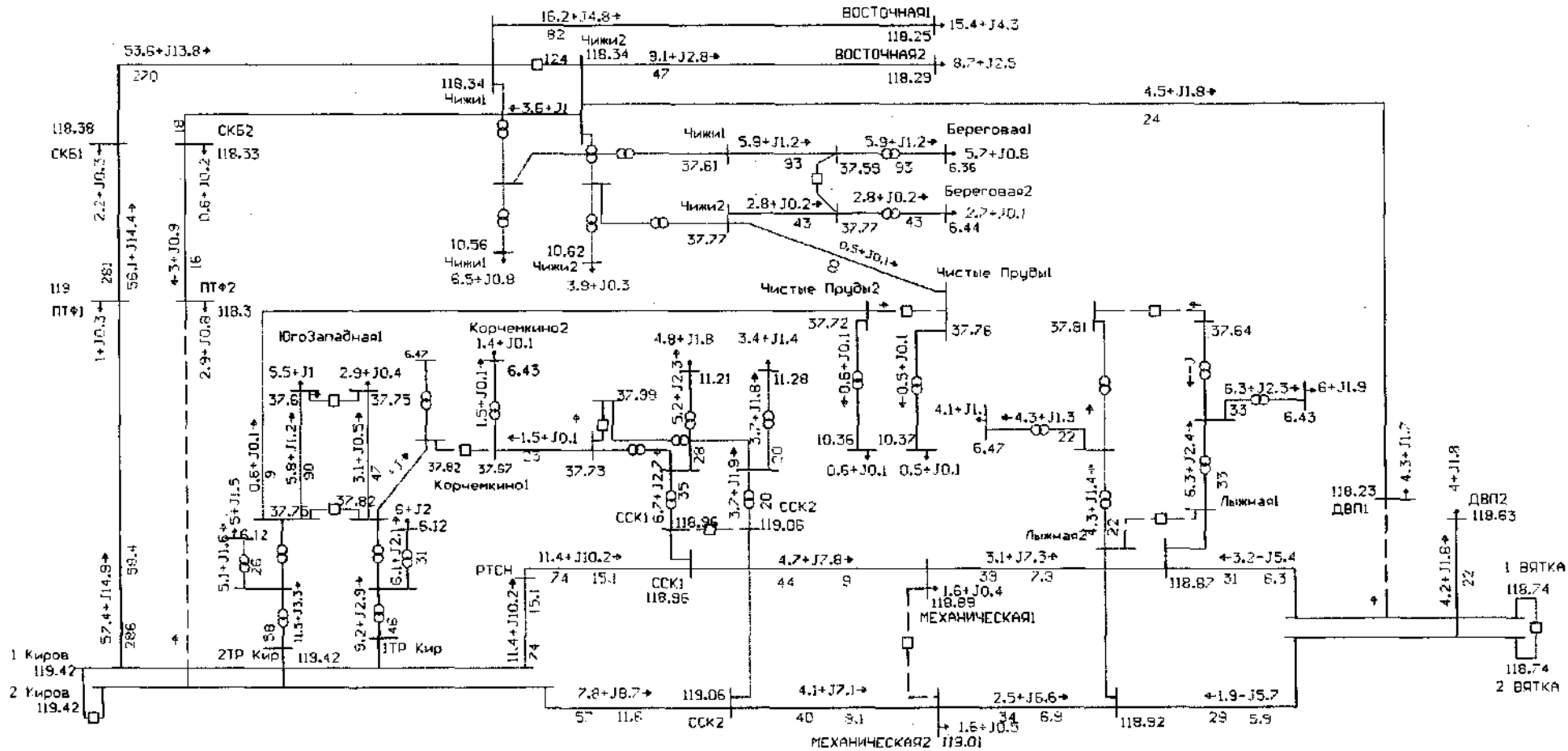


Рисунок 5. Зимний максимум 2018 года. Питание по ВЛ 110 кВ Киров – Чижы 2 с отпайками при отключении ВМ 110 кВ ВЛ Чижы 1 на ПС 220 кВ Киров и ВМ 110 кВ ВЛ Чижы на ПС 500 кВ Вятка. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

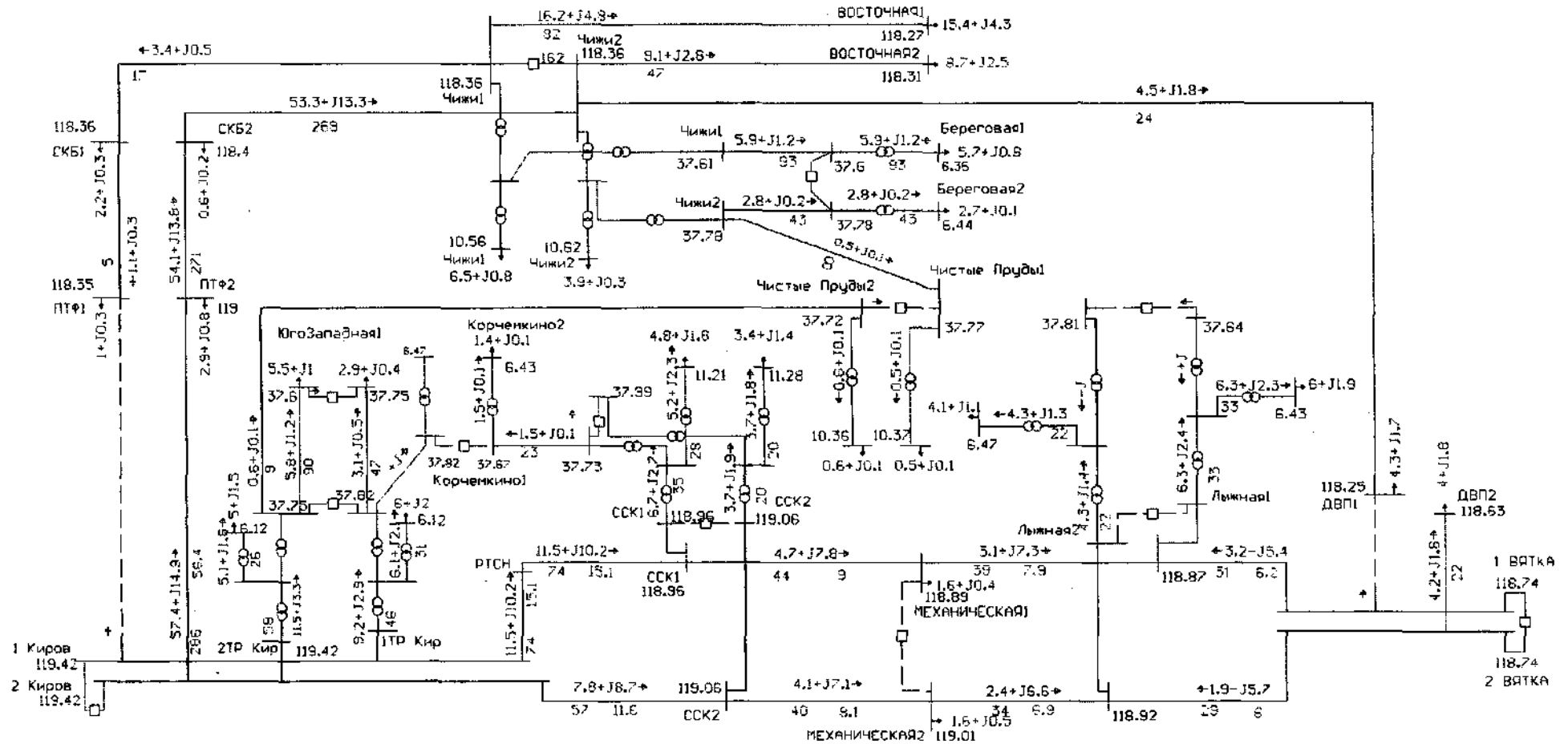


Рисунок 6. Зимний максимум 2018 года. Аварийное отключение Т1 и Т2 ПС 110 кВ Чижи, питание ПС 35 кВ Береговая по ВЛ 35 кВ Киров – Чистые Пруды – Чижи – Береговая. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

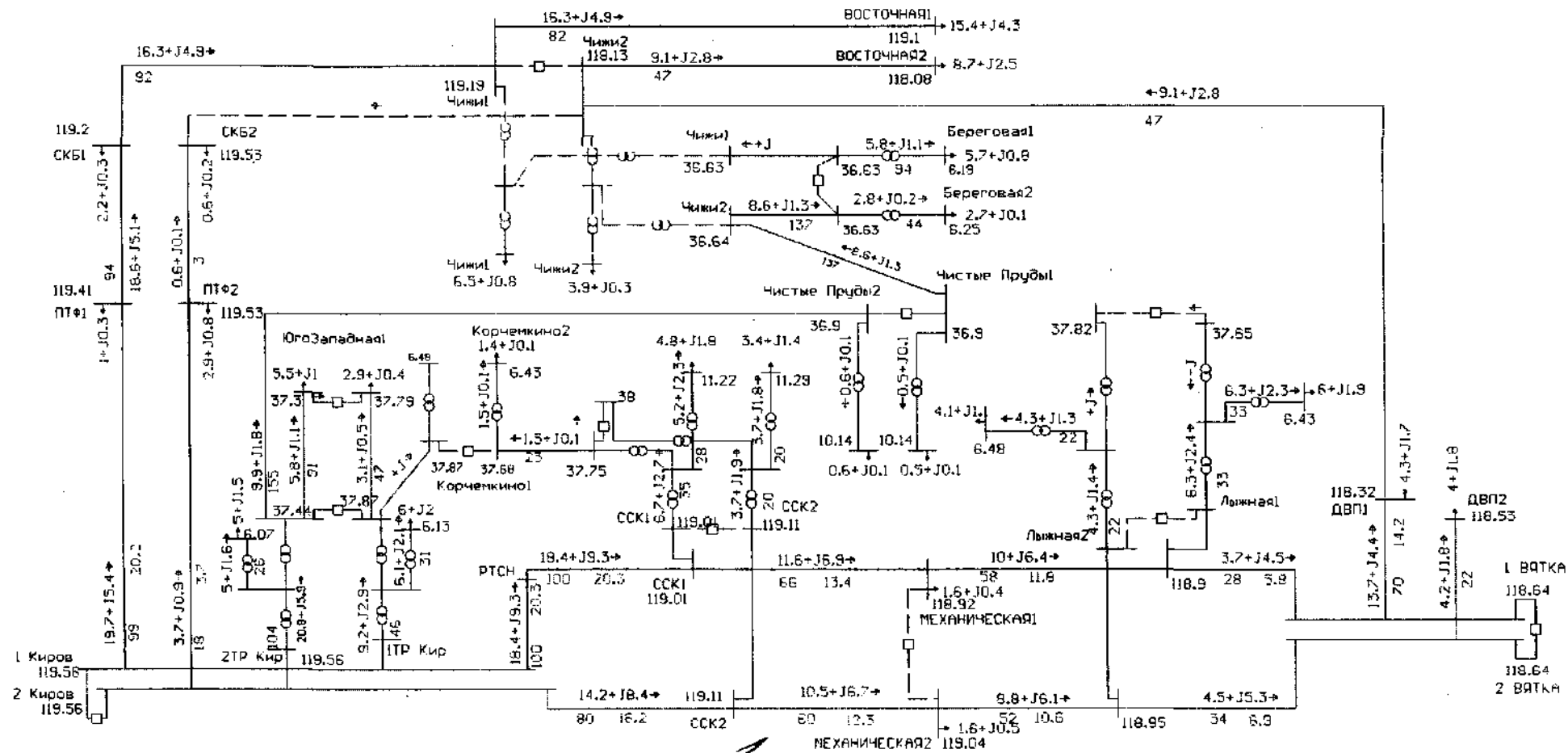


Рисунок 1. Летний максимум 2018 года. Нормальная схема.

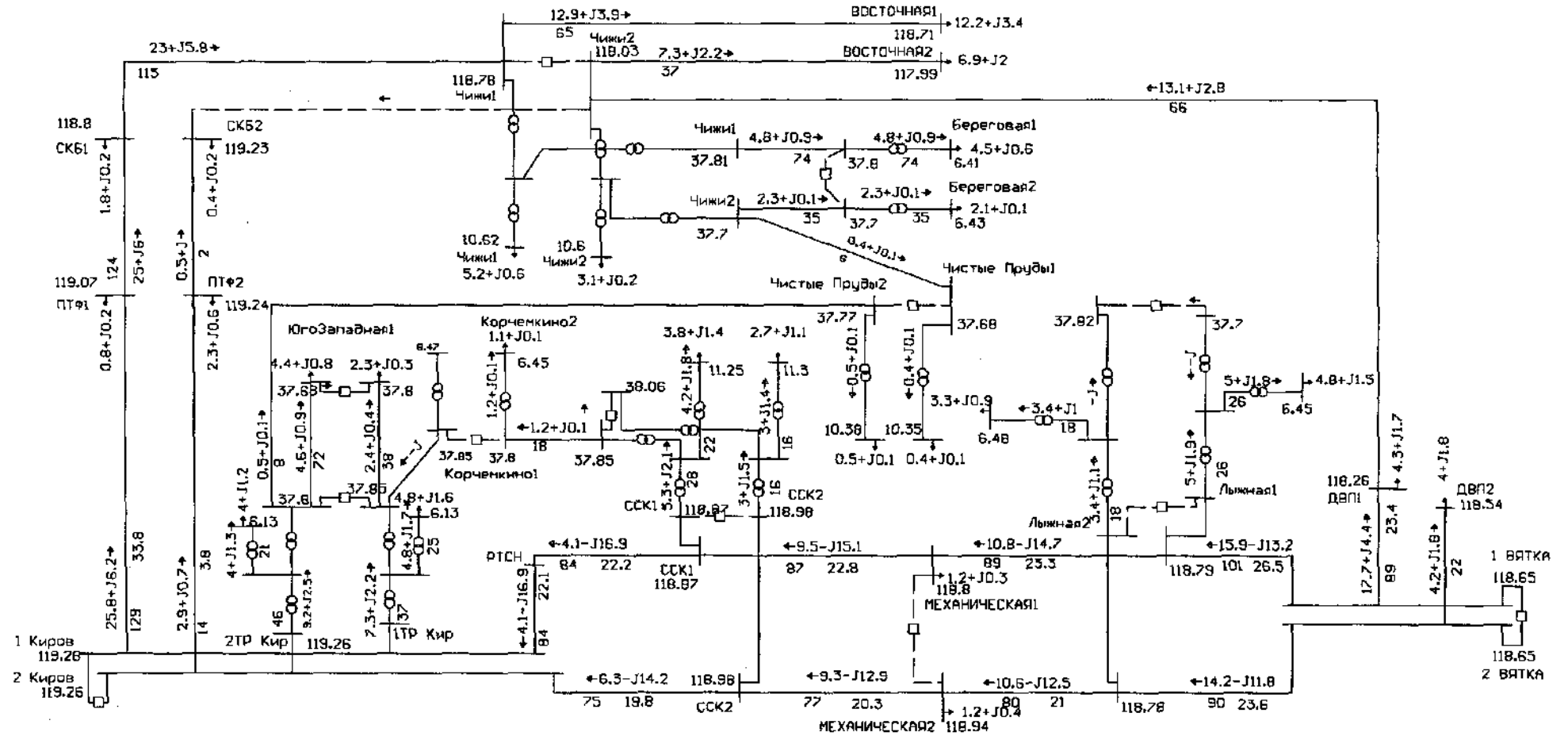




Рисунок 3. Летний максимум 2018 года. Питание по ВЛ 110 кВ Вятка – Чижки с отпайкой на ПС КДВП при отключении ВМ 110 кВ ВЛ Чижки 1, 2 на ПС 220 кВ Киров. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

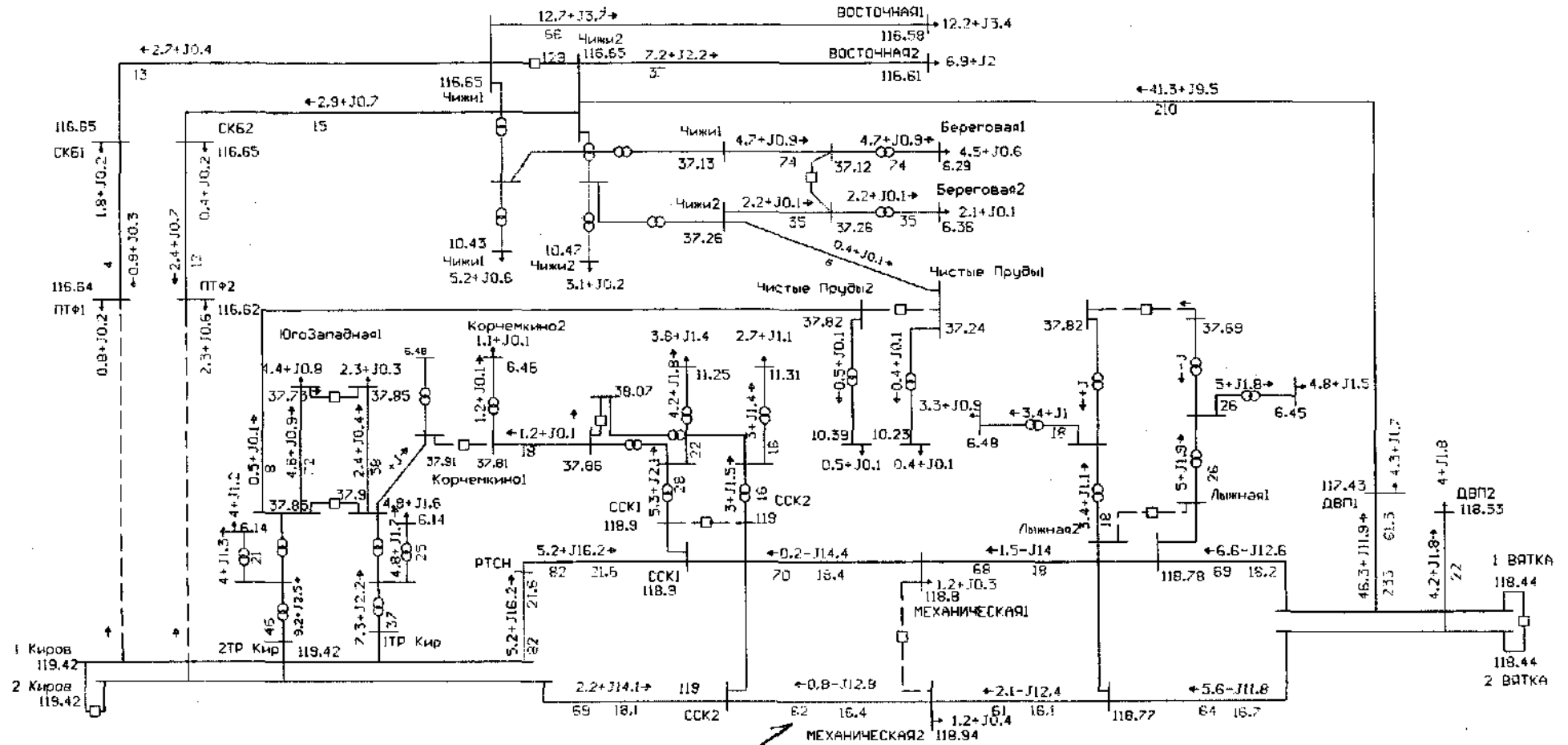


Рисунок 4. Летний максимум 2018 года. Питание по ВЛ 110 кВ Киров – Чижки 1 с отпайками при отключении ВМ 110 кВ ВЛ Чижки 2 на ПС 220 кВ Киров и ВМ 110 кВ ВЛ Чижки на ПС 500 кВ Вятка. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

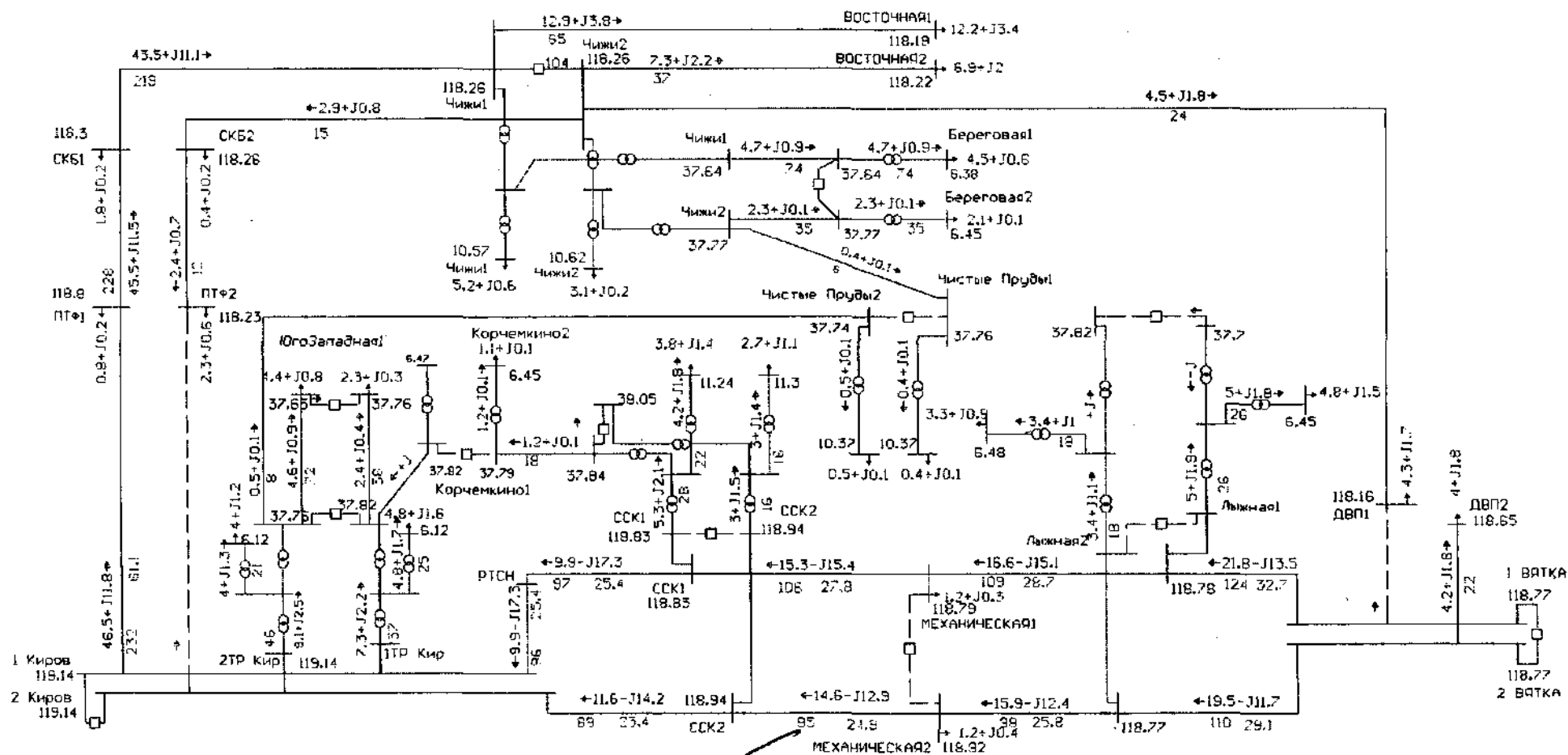




Рисунок 5. Летний максимум 2018 года. Питание по ВЛ 110 кВ Киров – Чижи 2 с отпайками при отключении ВМ 110 кВ ВЛ Чижи 1 на ПС 220 кВ Киров и ВМ 110 кВ ВЛ Чижи на ПС 500 кВ Вятка. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

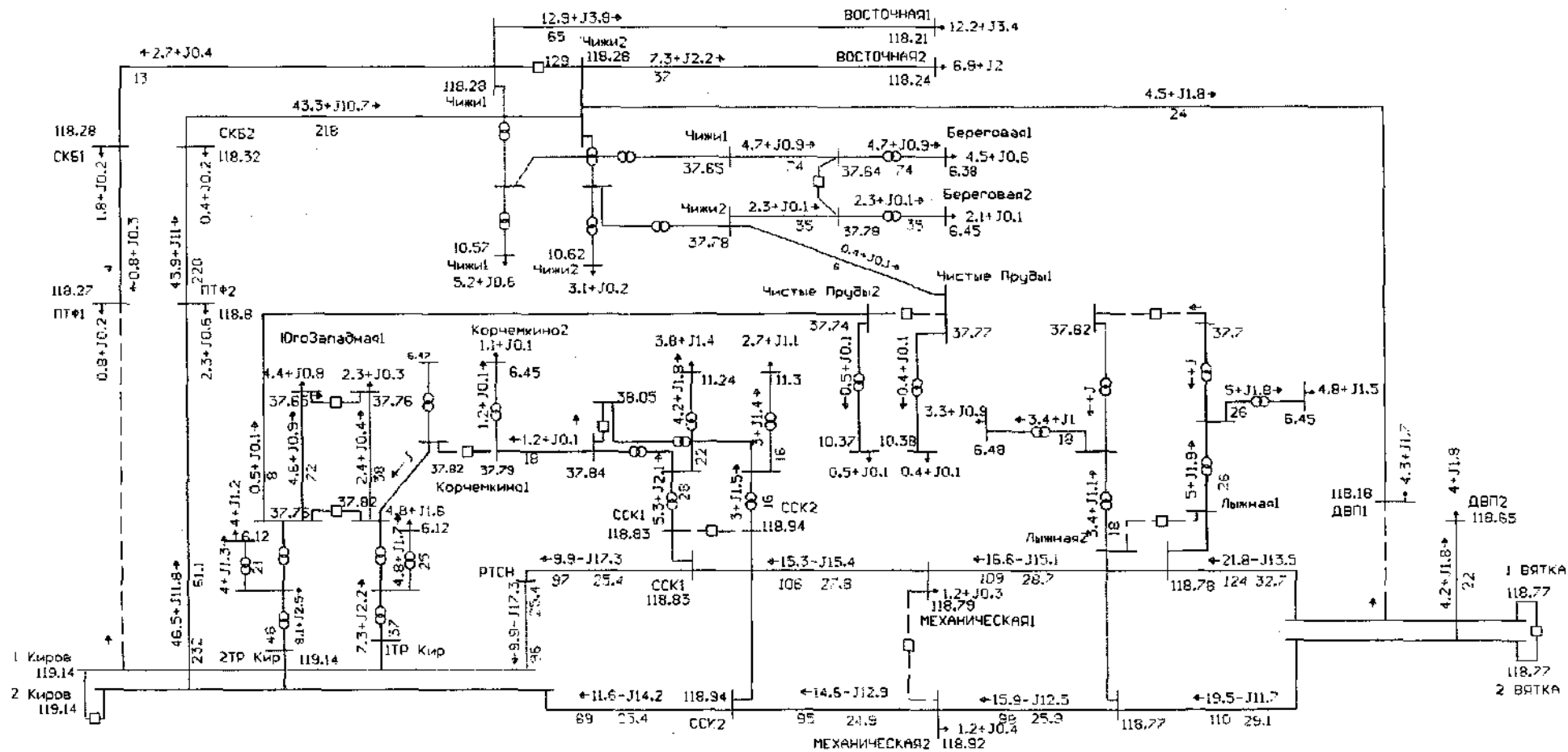


Рисунок 6. Летний максимум 2018 года. Аварийное отключение Т1 и Т2 ПС 110 кВ Чижи, питание ПС 35 кВ Береговая по ВЛ 35 кВ Киров – Чистые Пруды – Чижи – Береговая. Превышения длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП и оборудования нет, недопустимого отклонения уровней напряжения нет.

