

ГУБЕРНАТОР ЯРОСЛАВСКОЙ ОБЛАСТИ

УКАЗ

от 28.04.2018 № 103

г. Ярославль

О Программе развития
электроэнергетики Ярославской
области на 2018 – 2022 годы и
признании утратившим силу указа
Губернатора области от 28.04.2017
№ 134

На основании части 1 статьи 41 Устава Ярославской области и распоряжения Губернатора области от 20.03.2018 № 108-рлс «Об отпуске», в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить прилагаемую Программу развития электроэнергетики Ярославской области на 2018 – 2022 годы.

2. Признать утратившим силу указ Губернатора области от 28.04.2017 № 134 «О Программе развития электроэнергетики Ярославской области на 2017 – 2021 годы».

3. Контроль за исполнением указа возложить на заместителя Председателя Правительства области, курирующего вопросы строительства, развития жилищно-коммунального комплекса, энергосбережения, тарифного регулирования и дорожного хозяйства.

4. Указ вступает в силу с момента подписания.

Исполняющий обязанности
Губернатора области

Д.А. Степаненко

УТВЕРЖДЕНА
указом
Губернатора области
от 28.04.2018 № 103

ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Ярославской области
на 2018 – 2022 годы

Паспорт Программы

Наименование Программы	Программа развития электроэнергетики Ярославской области на 2018 – 2022 годы
Основание разработки Программы	<ul style="list-style-type: none">- постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;- распоряжение Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. № 1209-р;- Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р;- схема территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 августа 2016 г. № 1634-р;- схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы, утвержденная приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 1 марта 2016 года № 147 «Об утверждении схемы и программы развития единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы»;- Стратегия социально-экономического развития Ярославской области до 2025 года, утвержденная постановлением Правительства области от 06.03.2014 № 188-п «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Ярославской области до 2025 года»;- постановление Правительства области от 31.12.2014 № 1435-п «Об утверждении Схемы территориального планирования Ярославской области и о признании утратившим силу постановления Правительства области от 23.07.2008 № 385-п»
Разработчик Программы	ООО «РегионЭнергоМонтаж»
Цель Программы	развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, а также обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электро-

энергетики Ярославской области

Задачи Программы	<ul style="list-style-type: none"> - обеспечение надежного функционирования энергосистемы Ярославской области в долгосрочной перспективе; - обеспечение баланса между производством и потреблением электроэнергии, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электроэнергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей; - скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей; - обеспечение координации региональных планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования, перспективного развития электроэнергетики; - повышение энергоэффективности экономики области
Срок реализации Программы	2018 – 2022 годы
Основные исполнители Программы	<ul style="list-style-type: none"> - субъекты энергетики – лица, осуществляющие деятельность в сфере энергетики, в том числе производство электрической, тепловой энергии и мощности, приобретение и продажу электроэнергии и мощности, энергоснабжение потребителей, оказание услуг по передаче электроэнергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электроэнергии (мощности), организацию купли-продажи электроэнергии и мощности; - департамент жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и регулирования тарифов Ярославской области; - органы местного самоуправления муниципальных образований Ярославской области
Объемы и источники финансирования Программы	финансирование Программы осуществляется в основном из внебюджетных источников
Система	контроль за исполнением Программы осуществляет

организации
контроля за
исполнением
Программы

Правительство области

Дополнительная
информация

Программа не относится к категории областных целевых программ и не создает расходных обязательств областного и местных бюджетов по заявленным мероприятиям, поскольку требования к ней установлены непосредственно Министерством энергетики Российской Федерации

I. Общая характеристика региона

1. Территориальная и административная характеристика региона.

Территория, занимаемая Ярославской областью, составляет 36,2 тысячи квадратных километров, численность населения (на 01.01.2018) – 1265,2 тысячи человек, в том числе городского – 1036,2 тысячи человек (81,9 процента), сельского – 229 тысяч человек (18,1 процента).

Административная характеристика муниципальных образований Ярославской области на 01 января 2018 года: 10 городских поселений, 17 муниципальных районов, 3 городских округа (г. Ярославль, г. Рыбинск, г. Переславль-Залесский), 70 сельских поселений.

Основными крупными городами области являются Ярославль, Рыбинск, Ростов, Тутаев, Углич, Переславль-Залесский.

2. Транспортная характеристика региона.

Ярославская область выполняет важную роль транспортно-распределительной и торговой зоны на северо-востоке европейской части России. По территории области проходят одна из ведущих железнодорожных магистралей – Северная железная дорога – филиал ОАО «РЖД», федеральные автомобильные дороги Москва – Ярославль – Вологда – Архангельск и Москва – Ярославль – Кострома – Киров – Пермь – Екатеринбург, главная транспортная водная артерия европейской части Российской Федерации – р. Волга, выполняющая важную экономическую и туристскую роль.

В г. Ярославле расположен международный аэропорт «Туношна».

3. Ярославская область – один из наиболее экономически развитых регионов Российской Федерации. Доля Ярославской области в формировании совокупного валового регионального продукта Российской Федерации составляет около 2 процентов.

3.1. Промышленность.

В области насчитывается 368 промышленных предприятий. Наибольшее количество промышленных предприятий расположено в г. Ярославле (128 единиц), г. Рыбинске (55 единиц) и г. Переславле-Залесском (30 единиц).

Организациями, осуществляющими промышленные виды деятельности, производится около 70 процентов объема товаров и услуг, производимых крупными и средними предприятиями области.

В структуре произведенной продукции преобладает доля обрабатывающих производств, среди которых наиболее развитыми отраслями являются машиностроение, нефтехимия, пищевая и легкая промышленность.

3.2. На долю машиностроения приходится 29 процентов объема реализации выпускаемой продукции. Отрасль специализируется на различных направлениях производства, среди которых особенно выделяется двигателестроение, представленное крупнейшими предприятиями как области, так и Российской Федерации: ПАО «НПО «Сатурн», ПАО «Автодизель», ОАО «Тутаевский моторный завод», ОАО «Ярославский завод дизельной аппаратуры». В г. Ярославле и г. Тутаеве выпускают дизельные агрегаты и топливную аппаратуру для большегрузных автомобилей и сельскохозяйственной техники, в г. Рыбинске – авиационные двигатели для гражданских и военных самолетов.

3.3. Судостроение представлено четырьмя наиболее крупными предприятиями, расположенными в г. Ярославле и г. Рыбинске. ОАО «Ярославский судостроительный завод», АО «Судостроительный завод «Вымпел», АО «Рыбинская судостроительная верфь», ООО «Верфь братьев Нобель» выпускают суда различного класса и назначения.

3.4. К электротехнической подотрасли машиностроения относятся ОАО «Ярославский электромашиностроительный завод», ПАО «Ярославский завод «Красный маяк», ПАО «Ярославский радиозавод», комплекс кабельных предприятий, производящих электродвигатели, вибраторы, кабельную продукцию.

3.5. Среди предприятий приборостроения особое место занимают АО «Рыбинский завод приборостроения», ОАО «Ростовский оптико-механический завод». Старейшим производителем дорожных машин является ОАО «Раскат».

3.6. Кроме этого, в машиностроительный комплекс области входят следующие основные предприятия, выпускающие:

- станки и инструменты, – ПАО «Пролетарская свобода», АО «Ярполимермаш», ЗАО «Новые инструментальные решения»;
- гидроаппаратуру, – ОАО Гаврилов-Ямский машиностроительный завод «Агат»;
- земельные снаряды, – ЗАО «Завод гидромеханизации»;
- полиграфические машины, – ООО «Литекс».

3.7. Нефтехимическая и нефтеперерабатывающая промышленность.

Второй по значимости отраслью промышленности является нефтехимия, доля которой составляет 24 процента от объема реализации продукции промышленности области.

На предприятиях химической и нефтехимической промышленности выпускаются шины для грузовых, легковых автомобилей и самолетов

(ПАО «Ярославский шинный завод»), высококачественные лакокрасочные материалы (ПАО «Русские краски», АО «Объединение «Ярославские краски», технический углерод (ОАО «Ярославский технический углерод»), резинотехнические изделия (АО «Ярославль-Резинотехника», ОАО «Ярославский завод РТИ»), упаковочные материалы и другая продукция.

Нефтеперерабатывающая отрасль представлена крупнейшим нефтеперерабатывающим предприятием – ОАО «Славнефть – Ярославнефтеоргсинтез», производящим бензин, керосин, дизельное топливо, масла, мазут.

По территории области проходят несколько магистральных нефтепроводов.

3.8. Пищевая и перерабатывающая промышленность.

Третье место по объему реализации продукции занимает пищевая и перерабатывающая промышленность (доля составляет 22 процента), в состав которой входят предприятия по переработке зерна, мяса, молока, овощей: ЗАО «Атрус» и ЗАО «Консервный завод «Поречский» (г. Ростов), ЗАО «РАМОЗ» и ОАО «Рыбинскхлебопродукт» (г. Рыбинск), ООО «Ярославский комбинат молочных продуктов» (г. Ярославль). В г. Рыбинске выпускаются комбикорма (ОАО «Рыбинский комбикормовый завод»), в городах Ярославле, Угличе, Данилове – масло и сыр.

Одним из крупнейших производителей пива в Центральной России является филиал ОАО «Пивоваренная компания «Балтика» – «Балтика – Ярославль».

3.9. В области имеется сеть предприятий по производству строительных и отделочных материалов: кирпича, сборного железобетона, теплоизоляционных кровельных материалов, керамзита, плитки тротуарной, бордюрного камня и других материалов.

3.10. К лесной и деревообрабатывающей отраслям относятся лесокombинаты, предприятия по производству пиломатериалов, мебели и гофрокартона.

3.11. Сельское хозяйство региона представлено следующими направлениями: животноводство, птицеводство, растениеводство.

Наблюдается процесс коренной структурной перестройки в сельском хозяйстве. В области уделяется большое внимание строительству объектов малой переработки сельскохозяйственной продукции.

4. Источники выработки электрической энергии и природные ресурсы.

Высокоразвитый в хозяйственном отношении регион потребляет большое количество энергии и топлива. Основным источником выработки электроэнергии Ярославской области – природный газ, из собственных источников – гидроресурсы.

В настоящее время в регионе насчитывается более 900 месторождений торфа. Основные месторождения сосредоточены на территории Некоузского, Рыбинского, Ярославского и Переславского муниципальных районов. Добыча торфа осуществляется на севере области – в Некоузском

муниципальном районе и на юге – в Переславском муниципальном районе.

Основные природные ресурсы Ярославской области – торф, песчано-гравийные материалы, строительный песок и сапропель.

II. Анализ состояния энергетики Ярославской области

1. Характеристика энергосистемы Ярославской области

1.1. Энергосистема Ярославской области включает в себя:

- три ТЭЦ, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, общей установленной мощностью 586 МВт, в том числе Ярославскую ТЭЦ-1 – 81 МВт, Ярославскую ТЭЦ-2 – 245 МВт, Ярославскую ТЭЦ-3 – 260 МВт;
- три ГЭС общей установленной мощностью на расчетный пропуск воды 476,56 МВт, в том числе Угличскую ГЭС – 120 МВт, Рыбинскую ГЭС – 356,4 МВт, Хоробровскую ГЭС – 0,16 МВт;
- одну ПГУ Ярославской ТЭС установленной мощностью 463,9 МВт;
- две блок-станции установленной мощностью 52 МВт (ПАО «НПО «Сатурн», АО «Ярославский технический углерод»);
- объекты электросетевого хозяйства, в том числе единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть напряжением 220 кВ, протяженностью 1344,44 километра и установленной электрической мощностью трансформаторов 2167 МВА, территориальные распределительные электрические сети филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» напряжением 35 – 110 кВ, протяженностью 4296,63 километра и установленной электрической мощностью трансформаторов ПС 3230,6 МВА, распределительные электрические сети прочих собственников напряжением 35 – 110 кВ, протяженностью 26,5 километра и установленной электрической мощностью трансформаторов ПС 1662,9 МВА.

1.2. Структура региональной электроэнергетики.

1.2.1. Поставки электроэнергии и мощности конечным потребителям на территории области осуществляют два гарантирующих поставщика (ПАО «ТНС энерго Ярославль», ООО «Русэнергобыт») и двенадцать независимых сбытовых компаний (ООО «МАРЭМ+», ООО «Русэнергоресурс», АО «Межрегионэнергобыт», ООО «Центрэнерго», ООО «Каскад-Энергобыт», ООО «МагнитЭнерго», ООО «Транс-нефтьэнерго», ООО «Гарант Энерго», ООО «РН-Энерго», ООО «Энергопромбыт», ПАО «Мосэнергобыт», ООО «ЕЭС-Гарант»).

1.2.2. Услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям до конечных потребителей, кроме филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», оказывают двадцать территориальных сетевых организаций, в том числе два муниципальных предприятия.

1.2.3. Генерацию энергосистемы Ярославской области представляют следующие предприятия: ПАО «ТГК-2», в которое входят Ярославская ТЭЦ-1, Ярославская ТЭЦ-2, Ярославская ТЭЦ-3, филиал ПАО «Федеральная гидрогенерирующая компания РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС», включая Угличскую ГЭС, Рыбинскую ГЭС, ООО «Хуадянь-Тенинская ТЭЦ» – Ярославская ТЭС, блок-станции и энергоустановки, находящиеся в собственности промышленных предприятий (ПАО «НПО «Сатурн»,

АО «Ярославский технический углерод»).

2. Динамика потребления электроэнергии в Ярославской области за период 2013 – 2017 годов

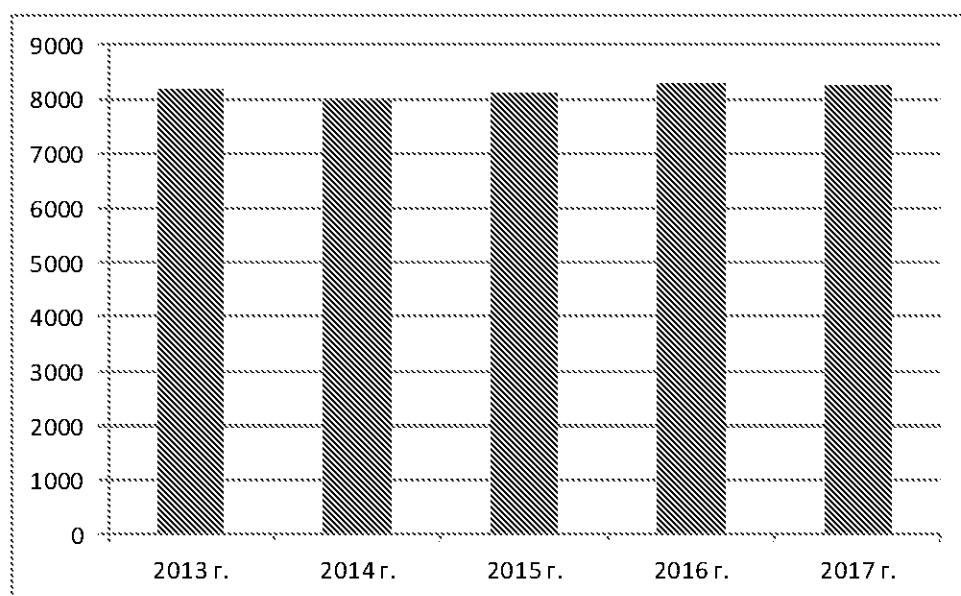
Таблица 1

Динамика потребления электроэнергии в Ярославской области
(данные официальной статистики)

Наименование показателя	Единица измерения	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Электропотребление	млн. кВт × ч	8172,6	7972,0	8098,7	8282,8	8271,1
Рост к предыдущему году	процентов		-2,5	1,6	2,3	-0,1
Рост к 2013 году	процентов		-2,5	-0,9	1,3	1,2

Диаграмма 1

Динамика изменения электропотребления за период 2013 – 2017 годов,
млн. кВт × ч



3. Структура электропотребления Ярославской области

Основными потребителями электроэнергии в области являются промышленные предприятия. В результате реализации энергосберегающих мероприятий произошло снижение потерь территориальных сетевых организаций до 10,2 процента.

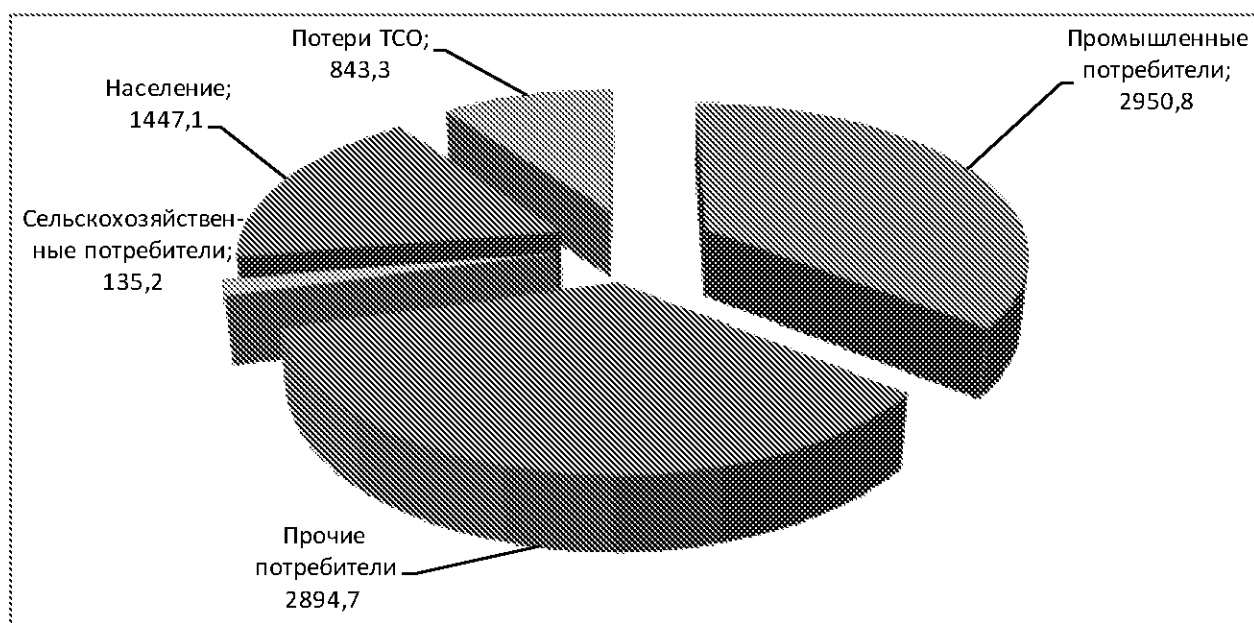
Таблица 2

Структура электропотребления в Ярославской области в 2017 году

Наименование сферы энергопотребления	Объем, млн. кВт × ч	Доля, процентов
Всего в том числе:	8271,1	100
Промышленные потребители	2950,8	35,7
Прочие потребители	2894,7	35,0
Сельскохозяйственные потребители	135,2	1,6
Население	1447,1	17,5
Потери территориальных сетевых организаций	843,3	10,2

Диаграмма 2

Структура потребления электроэнергии, млн. кВт × ч



4. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии в регионе

Таблица 3

№ п/п	Наименование предприятия	Наименование отрасли производства	Потребление электроэнергии, млн. кВт × ч				
			2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ОАО «Славнефть-ЯНОС»	нефтеперерабатывающая промышленность	1105	1108	1112	1126	1139

1	2	3	4	5	6	7	8
2.	ООО «Балттранснефтепродукт»	перекачка нефти	357	262	330	322	313
3.	ПАО «Автодизель»	машиностроение	235	182	168	167	165
4.	ООО «Газпром трансгаз Ухта»	газораспределительный комплекс	180	151	171	142	114
5.	АО «Ярославский шинный завод»	химическая промышленность	91	74	90	97	103
6.	ОАО «Ярославский завод дизельной аппаратуры»	машиностроение	93	70	36	44	52
7.	ОАО «РЖД»	железнодорожный транспорт	511	508	517	516	514
8.	ПАО «Ярославский радиозавод»	приборостроение	14	17	17	16	16
9.	АО «ОДК-Газовые турбины»	машиностроение	5	8	61	37	13
10.	ЗАО «Атрус»	пищевая промышленность	7	9	10	10	10
11.	ОАО Гаврилов-Ямский машиностроительный завод «Агат»	машиностроение	12	12	13	13	14
12.	АО «Ярославский бройлер»	пищевая промышленность	28	27	28	30	32

5. Динамика энерго- и электроемкости валового регионального продукта Ярославской области

Таблица 4

Наименование показателя	Единица измерения	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Валовой региональный продукт	млн. руб.	360732	376257	379257	-	-
Численность населения	тыс. чел.	1270	1271,8	1271,9	1270,7	1265,2
Энергоемкость	кг у. т./млн. руб.	24,21	24,1	24,0	-	-
Электроемкость	кВт × ч/млн. руб.	23,65	23,21	23,4	-	-
Потребление электроэнергии на душу населения	кВт × ч/ чел.	6435	6268	6367	-	-

6. Характеристика объектов электросетевого хозяйства на территории
Ярославской области

Таблица 5

Установленная мощность автотрансформаторов и трансформаторов
ПС 35 кВ и выше

Наименование объекта	Количество ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА
Объекты филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС:		
- 500 кВ	0	-
- 220 кВ	9	2167,0
Объекты филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»:		
- 110 кВ	64	2521,0
- 35 кВ	111	709,6
Объекты прочих собственников:		
- 110 кВ	24	1333,0
- 35 кВ	27	329,9
Всего по Ярославской области	235	7060,5

Таблица 6

Протяженность ВЛ энергосистемы Ярославской области

Наименование объекта	Протяженность ВЛ (в одноцепном исполнении), км
Объекты филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС:	
- 500 кВ	-
- 220 кВ	1344,44
Объекты филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»:	
- 110 кВ	1867,44
- 35 кВ	2429,19
Объекты прочих собственников:	
- 110 кВ	23,4
- 35 кВ	3,1
Всего по Ярославской области	5667,57

Характеристика объектов филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» представлена в таблицах 7 – 11.

Таблица 7

Протяженность электрических сетей филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» с разделением по классам напряжения (на 01.01.2018)

Протяженность по трассе, км				
ВЛ 110 кВ и выше	ВЛ 35 кВ	ВЛ 6-10 кВ	ВЛ 0,4 кВ	КЛ
1043,56	2102,14	12912,24	13711,30	3112,99

Таблица 8

Протяженность электрических сетей филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» за период 2013 – 2017 годов

Год	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Протяженность ЛЭП, км	27 369,39	27 662,41	32 013,04	32513,90	32882,23
Темп прироста, процентов		1,07	15,73	1,56	1,13

Таблица 9

Динамика числа ПС филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» за период 2013 – 2017 годов

Год	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Количество ПС, шт.	7245	7481	8596	8856	9045
Темп прироста, процентов		3,26	14,90	3,02	2,13

Таблица 10

Количество УЕ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» за период 2013 – 2017 годов

Год	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Количество УЕ объема эксплуатационного обслуживания	131 290,9	132 082,2	168 505,2	219 464,67	224 818,01
Темп изменения, процентов		0,60	27,58	30,24	2,44

Данные о техническом состоянии силовых трансформаторов филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» (на 01.01.2018)

Класс напряжения	Количество, шт.	Мощность всего, тыс. кВА	Количество оборудования, проработавшего более 25 лет, шт.	Мощность оборудования, проработавшего более 25 лет, тыс. кВА	Количество оборудования, подлежащего замене по техническому состоянию, шт.	Мощность оборудования, подлежащего замене, тыс. кВА
Трансформаторы 3-20 кВ	9901	2374,17	5462	1021,02	228	367,29
Трансформаторы 35 кВ	198	715,20	121	359,4	0	0
Трансформаторы 110 кВ	128	2521,00	86	1516,2	0	0

Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайским ПМЭС в 2016 году выполнены работы по реконструкции ВЛ 220 кВ «Ярославская – Тутаев», ВЛ 220 кВ «Ярославская – Тверицкая» (заходы на Ярославскую ТЭС).

Общие сведения о ЛЭП и ПС 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС и их технические характеристики приведены в таблицах 12 и 13 соответственно, а также в Схеме развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2018 – 2022 годы, приведенной в приложении 1 к Программе.

Таблица 12

ВЛ 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС

№ п/п	Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Марка провода	Протяженность, км
1	2	3	4	5
1.	«Александров – Трубеж» (в границах области)	220	АСО-300	28,53
2.	«Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС Зашексинская» (в границах области)	220	АС-300	47,27
3.	«Венера – Вега»	220	АС-400, АС-300	63,52

1	2	3	4	5
4.	«Ивановские ПГУ – Неро I цепь» (в границах области)	220	АС-400	28,20
5.	«Ивановские ПГУ – Неро II цепь» (в границах области)	220	АС-400	28,20
6.	«Костромская ГРЭС – Ярославская» (в границах области)	220	АС-500	77,22
7.	«Мотордеталь – Тверицкая» (в границах области)	220	АС-300	91,85
8.	«Пошехонье – Вологда – Южная» (в границах области)	220	АС-400	62,95
9.	«Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашексинская» (в границах области)	220	АС-400	46,2
10.	«Пошехонье – Ростилово»	220	АС-400	84,37
11.	«Рыбинская ГЭС – Венера»	220	АС-300, АС-400	12,24
12.	«Рыбинская ГЭС – Пошехонье № 1»	220	АС-300	53,35
13.	«Рыбинская ГЭС – Пошехонье № 2»	220	АС-400	54,06
14.	«Рыбинская ГЭС – Сатурн»	220	АС-300, АС-400	3,11
15.	«Сатурн – Венера»	220	АС-400, АС-300	8,93
16.	«Трубеш – Неро»	220	АС-300	77,66
17.	«Угличская ГЭС – Вега»	220	АС-400	7,51
18.	«Угличская ГЭС – Венера»	220	АС-400, АС-300	69,62
19.	«Угличская ГЭС – Заря I цепь» (в границах области)	220	АС-400	92,19
20.	«Угличская ГЭС – Заря II цепь» (в границах области)	220	АС-300	92,19
21.	«Угличская ГЭС – Ярославская»	220	АС-300	92,65
22.	«Ярославская – Неро»	220	АС-300	51,2
23.	«Ярославская ТЭС – Тверицкая»	220	АС-300	60,43
24.	«Ярославская ТЭС – Тугаев»	220	АС-300	18,55
25.	«Ярославская ТЭС – Ярославская № 1»	220	АС-300	62,5
26.	«Ярославская ТЭС – Ярославская № 2»	220	АСО-400	29,94

Таблица 13

ПС 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС

№ п/п	Наименование ПС	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, МВА
1	2	3	4
1.	«Вега»	220	2 × 63
2.	«Венера»	220	2 × 200
3.	«Неро»	220	2 × 63
4.	«Пошехонье»	220	2 × 40

1	2	3	4
5.	«Сатурн»	220	2 × 40
6.	«Тверицкая»	220	2 × 200 + 2 × 40
7.	«Трубеш»	220	2 × 125
8.	«Гутаев»	220	2 × 125
9.	«Ярославская»	220	3 × 125

Филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в период 2013 – 2017 годов в Ярославской области введены в эксплуатацию 3 ПС 110 кВ (185 МВА), проведены техническое перевооружение и реконструкция с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы большей мощности на 1 ПС 220 кВ (без увеличения мощности), на 6 ПС 110 кВ (увеличение мощности – 44,4 МВА) и на 7 ПС 35 кВ (увеличение мощности – 18,4 МВА), введено 5 километров ЛЭП 110 кВ.

Общие сведения о ВЛЭП и ПС 35-110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и их технические характеристики приведены в таблицах 14 и 15 соответственно, а также в Схеме развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2018 – 2022 годы, приведенной в приложении 1 к Программе.

Таблица 14

Линии 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»

№ п/п	Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Марка провода	Протяженность, км
1	2	3	4	5
1.	«Аббакумцевская-1»	110	АС-120	14
2.	«Аббакумцевская-2»	110	АС-120	14
3.	«Алтыново – Палкино I цепь» («Палкино-1»)	110	АС-185	23,3
4.	«Алтыново – Палкино II цепь» («Палкино-2»)	110	АС-185	23,3
5.	«Балакирево – Переславль» («Переславская-2») (в границах области)	110	АС-120	29,7
6.	«Балакирево – Трубеш» («Переславская-1») (в границах области)	110	АС-120	30,28
7.	«Белкинская»	110	АС-95	22,1
8.	«Борисоглебская-1»	110	АС-95	22,05
9.	«Борисоглебская-2»	110	АС-95	22,05
10.	«Васильковская-1»	110	АС-150, АС-185	26,54
11.	«Васильковская-2»	110	АС-150, АС-185	16,64
12.	«Вега – Алтыново I цепь» («Алтыново-1»)	110	АС-185	5,62
13.	«Вега – Алтыново II цепь» («Алтыново-2»)	110	АС-185	5,62

1	2	3	4	5
14.	«Венера – Восточная I цепь с отпайками» («Восточная-1»)	110	М-95, АС-185	13,15
15.	«Венера – Восточная II цепь с отпайками» («Восточная-2»)	110	М-95, АС-185	13,15
16.	«Венера – Шестихино I цепь с отпайками» («Шестихинская-1»)	110	АС-185, АС-150	39,18
17.	«Венера – Шестихино II цепь с отпайками» («Шестихинская-2»)	110	АС-185, АС-150	39,18
18.	«Веретье-1»	110	АС-95, АС-185	1,46
19.	«Веретье-2»	110	АС-95, АС-185	1,46
20.	«Гаврилов-Ямская»	110	АС-95, АС-120	6,07
21.	«Газовая-1»	110	АС-120, АС-185	18,59
22.	«Городская-1»	110	АС-120	2,5
23.	«Городская-2»	110	АС-120	2,5
24.	«Данилов – Дружба» («Даниловская-2»)	110	АС-120	8,1
25.	«Данилов – Покров»	110	АС-120	8,5
26.	«Данилов – Пречистое»	110	АС-185	27,4
27.	«Данилов – Туфаново» («Даниловская-1»)	110	АС-120	27,2
28.	«Западная-1»	110	АС-240, АС-300	3,71
29.	«Западная-2»	110	АС-240, АС-300	3,71
30.	«Климатино-1»	110	АС-120	26,63
31.	«Климатино-2»	110	АС-120	26,63
32.	«Любим – Халдеево»	110	АС-120, АЖ-120	22,57
33.	«Лютново – Нерехта-1» («Нерехта-1») (в границах обл.)	110	АС-120	21,49
34.	«Менделеевская-1»	110	АС-240	7,1
35.	«Менделеевская-2»	110	АС-240	7,1
36.	«Неро – Беклемишево с отпайкой на ПС Петровск» («Петровская-2»)	110	АС-120	51,74
37.	«Неро – Тишино с отпайкой на ПС Устье» («Ростовская-2»)	110	АС-150	25,96
38.	«Неро – Ярославская с отпайками» («Ростовская-1»)	110	АС-150	47,69
39.	«Нильская-1»	110	АС-70	4,23
40.	«Нильская-2»	110	АС-70	4,23
41.	«Павловская-1»	110	АС-120	5,72
42.	«Павловская-2»	110	АС-120	5,72
43.	«Палкино – Мышкин»	110	АС-185	12,15
44.	«ПГУ – ТЭС – Тутаев № 1»	110	АПВП2Г	0,45
45.	«ПГУ – ТЭС – Тутаев № 2»	110	АПВП2Г	0,45
46.	«Переборы-1»	110	АС-95, АС-185	13,38
47.	«Переборы-2»	110	АС-95, АС-185	13,38
48.	«Перекоп – Северная с отпайкой на ПС Ярославль-Главный» («Тяговая»)	110	АС-400, АС-150	8,46
49.	«Пленочная-1»	110	АС-120	2,45
50.	«Пленочная-2»	110	АС-120	2,45

1	2	3	4	5
51.	«Плоски»	110	АС-120	9,2
52.	«Покров – Любим»	110	АС-120	25,94
53.	«Правдино»	110	АС-185	42,64
54.	«Продуктопровод-1»	110	АС-120	9,01
55.	«Продуктопровод-2»	110	АС-120	9,01
56.	«Путятино – Дружба» («Янтарная»)	110	АС-120	28,04
57.	«Радуга-1»	110	АС-240, АС-500	4,58
58.	«Радуга-2»	110	АС-240, АС-500	4,58
59.	«Ростилово – Скалино» (в границах области)	110	АС-185	6,2
60.	«Рыбинская ГЭС – Восточная I цепь с отпайками» («Щербаковская-1»)	110	АС-185, АС-150	19,35
61.	«Рыбинская ГЭС – Восточная II цепь с отпайками» («Щербковская-2»)	110	АС-185, АС-150	19,35
62.	«Сельская-1»	110	АС-150	6,2
63.	«Сельская-2»	110	АС-150	6,2
64.	«Скалино – Пречистое»	110	АС-185, АС-150	18,57
65.	«Тверицкая – Путятино» («Путятинская»)	110	АС-240, АС-120	51,53
66.	«Тверицкая – Уткино» («Уткинская»)	110	АС-240, АС-120	29,82
67.	«Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово» («Тишинская»)	110	АС-150	22,33
68.	«Трубеж – Беклемишево с отпайкой на ПС Шушково» («Шушковская»)	110	АС-120	49,86
69.	«Трубеж – Переславль» («Невская»)	110	АС-150	6,3
70.	«Трубеж – Шурскол с отпайками» («Петровская-1»)	110	АС-120	90,17
71.	«Тутаев – Восточная I цепь с отпайками» («Тутаевская-1»)	110	АС-185	54,25
72.	«Тутаев – Восточная II цепь с отпайками» («Тутаевская-2»)	110	АС-185	54,25
73.	«ТЭЦ-1 – Роща» («158»)	110	АС-185	1,8
74.	«ТЭЦ-1 – Северная с отпайкой на ПС Марс» («157»)	110	АС-185	1,9
75.	«ТЭЦ-1 – Северная» («Шинная»)	110	АС-185, АС-150	0,96
76.	«ТЭЦ-2 – Которосль с отпайкой на ПС Полиграф» («Окружная»)	110	АС-240, АС-185, АС-150	9,585
77.	«ТЭЦ-2 – Роща» («156»)	110	АС-185	0,63
78.	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	8,36
79.	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Инженерная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	7,46
80.	«ТЭЦ-2 – Тверицкая I цепь с	110	АС-240, АС-185	27,62

1	2	3	4	5
	отпайками» («Тверицкая-1»)			
81.	«ТЭЦ-2 – Тверицкая II цепь с отпайками» («Тверицкая-2»)	110	АС-240, АС-185	27,62
82.	«ТЭЦ-2 – Тутаев с отпайками I цепь» («Константиновская-1»)	110	АС-185, АС-150	39,25
83.	«ТЭЦ-2 – Тутаев с отпайками II цепь» («Константиновская-2»)	110	АС-185, АС-150	39,25
84.	«ТЭЦ-3 – Которосль с отпайками» («Фрунзенская-1»)	110	АС-150	14,725
85.	«ТЭЦ-3 – Новоселки с отпайками» («Комсомольская»)	110	АС-120, АС-185	10,4
86.	«ТЭЦ-3 – Перекоп» («Перекопская»)	110	АС-150, АС-400	11,34
87.	«ТЭЦ-3 – Северная с отпайками» («Фрунзенская-2»)	110	М-70, АС-150, АС-185, М-95	18,77
88.	«ТЭЦ-3 – Ярославская» («Ярославская 1»)	110	2 × АС-150, АС-300	5,9
89.	«ТЭЦ-3 – Ярцево с отпайками II цепь» («Пионерская»)	110	АС-120, АС-185	15,95
90.	«Урицкая»	110	АС-185	16,2
91.	«Уткино – Туфаново» («Туфановская»)	110	АС-120	25,11
92.	«Халдеево – Буй» (в границах области)	110	АС-120	14,85
93.	«Шестихино – Палкино с отпайкой на ПС КС-18» («Газовая-2»)	110	АС-120, АС-185	29,81
94.	«Шестихино – Пищалкино с отпайками» («Пищалкинская»)	110	АС-120, АС-185	78,14
95.	«Шурскол – Неро» («Приозерная»)	110	АС-120	11,14
96.	«Ярославская – Ярцево I цепь с отпайками» («Южная»)	110	АС-150, АС-240, АС-185	29,43
97.	«Ярославская – Ярцево II цепь с отпайками» («Институтская»)	110	АС-150, АС-240, АС-185	29,43
98.	«Ярцево – Лютово»	110	АС-150, АС-120	9,81
99.	«Ярцево – Нерехта-1» («Нерехта-2») (в границах обл.)	110	АС-150, АС-120	27,58
100.	«Ярцево – Новоселки с отпайкой на ПС Тормозная»	110	АС-150, АС-120	6

Таблица 15

ПС 110 кВ

№ п/п	Наименование ПС	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, МВА
1	2	3	4
ПС филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»			

1	2	3	4
1.	«Аббакумцево»	110	2 × 10
2.	«Алтыново»	110	2 × 6,3
3.	«Борисоглеб»	110	16 + 10
4.	«Брагино»	110	2 × 40
5.	«Васильково»	110	2 × 6,3
6.	«Вахрушево»	110	2 × 6,3
7.	«Веретье»	110	2 × 25
8.	«Волга»	110	5,6 + 6,3
9.	«Волжская»	110	2 × 40
10.	«Восточная»	110	2 × 25
11.	«Гаврилов-Ям»	110	2 × 16
12.	«КС-18»	110	2 × 63
13.	«Глебово»	110	2 × 10
14.	«Депо»	110	3 × 16
15.	«Дружба»	110	2 × 16
16.	«Залесье»	110	2 × 10
17.	«Западная»	110	2 × 63
18.	«Институтская»	110	2 × 40
19.	«Киноплёнка»	110	16 + 10
20.	«Климатино»	110	2 × 6,3
21.	«Константиново»	110	15 + 16
22.	«Которосль»	110	2 × 25
23.	«Крюково»	110	6,3
24.	«Левобережная»	110	2 × 16
25.	«Лом»	110	2 × 10
26.	«Луговая»	110	2 × 6,3
27.	«Некоуз»	110	2 × 6,3
28.	«Нила»	110	2 × 16
29.	«Новоселки»	110	25 + 40
30.	«НПЗ»	110	2 × 25
31.	«Оптика»	110	2 × 10
32.	«Орион»	110	2 × 40
33.	«Павловская»	110	20 + 25
34.	«Палкино»	110	2 × 25
35.	«ПГУ – ТЭС»	110	2 × 40
36.	«Перевал»	110	2 × 16
37.	«Перекоп»	110	2 × 25
38.	«Переславль»	110	2 × 25 + 16 (в резерве)
39.	«Пищалкино»	110	2 × 7,5
40.	«Плоски»	110	2 × 2,5
41.	«Покров»	110	2,5
42.	«Полиграф»	110	2 × 40
43.	«Полиграфмаш»	110	2 × 16

1	2	3	4
44.	«Пречистое»	110	2 × 10
45.	«Продуктопровод»	110	2 × 6,3
46.	«Ростов»	110	2 × 25
47.	«Северная»	110	2 × 63
48.	«Селехово»	110	2 × 6,3
49.	«Судоверфь»	110	2 × 10
50.	«Техникум»	110	2 × 10
51.	«Тишино»	110	2 × 25
52.	«Тормозная»	110	25 + 16
53.	«ТРК»	110	2 × 16
54.	«Туфаново»	110	2 × 2,5
55.	«Углич»	110	2 × 25
56.	«Устье»	110	2 × 10
57.	«Халдеево»	110	3,2 + 6,3
58.	«Чайка»	110	40 + 25
59.	«Шестихино»	110	2 × 10
60.	«Шурскол»	110	2 × 10
61.	«Южная» (Ростовский участок управления высоковольтных сетей)	110	2 × 25
62.	«Южная» (Ярославский участок управления высоковольтных сетей)	110	2 × 40
63.	«Юрьевская слобода»	110	2 × 10
64.	«Ярцево»	110	2 × 25
ПС ОАО «РЖД»			
65.	«Беклемишево»	110	2 × 25
66.	«Данилов»	110	2 × 40 + 2 × 25
67.	«Коромыслово»	110	2 × 25
68.	«Любим»	110	2 × 25
69.	«Люгово»	110	2 × 25
70.	«Петровску»	110	40 + 25
71.	«Путятино»	110	10 + 25
72.	«Скалино»	110	2 × 40
73.	«Уткино»	110	25 + 20
74.	«Шушково»	110	20 + 25
75.	«Ярославль-Главный»	110	2 × 40
ПС АО «ЯГК»			
76.	«Роща»	110	2 × 32
77.	«Толга»	110	25 + 15
ПС ПАО «Славнефть-ЯНОС»			
78.	«ГПП-1»	110	2 × 40
79.	«ГПП-4»	110	2 × 40
80.	«ГПП-9»	110	2 × 40

1	2	3	4
ПС сторонних организаций			
81.	«Луч»	110	2 × 25
82.	«Марс»	110	2 × 16
83.	«Нептун»	110	2 × 16
84.	«Правдино»	110	2 × 25
85.	«Радуга»	110	2 × 40
86.	«Свободный Труд»	110	2 × 10
87.	«Тенино»	110	2 × 10
88.	«Дубки»	110	25

Данные по вводу в эксплуатацию новых объектов и реконструкции существующих приведены в таблице 16.

Таблица 16

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода в эксплуатацию	Мощность, МВА	Количество, ед./протяженность, км
1	2	3	4	5
I. Ввод ПС				
1.	ПС 110 кВ «Новоселки»	2013	2 × 40	
2.	ПС 110 кВ «ПГУ-ТЭС»	2013	2 × 40	
3.	ПС 110 кВ «Дубки»	2016	25	
II. Замена трансформаторов				
1.	ПС 110 кВ «Киношленка»	2013	6,3/16	1
2.	ПС 110 кВ «Нила»	2013	6,3/16	1
3.	ПС 35 кВ «Сараево»	2013	1/2,5	1
4.	ПС 220 кВ «Сатурн»	2013	40/40	1
5.	ПС 35 кВ «Глебово»	2014	2,5/6,3	1
6.	Рыбинская ГЭС	2014	2 × 3 × 46/2 × 80	2
7.	ПС 35 кВ «Заозерье»	2015	1,6/2,5	1
8.	ПС 35 кВ «Глебово»	2015	2,5/4	1
9.	Рыбинская ГЭС	2015	2 × 3 × 46/2 × 80	2
10.	Рыбинская ГЭС	2016	2 × 3 × 23/2 × 80	2
11.	ПС 110 кВ «Глебово»	2016	10	1
12.	ПС 110 кВ «Любим»	2016	20/25	1
13.	ПС 110 кВ «Ростов»	2016	20/25	1
14.	ПС 35 кВ «Дорожаево»	2016	2 × 1,6/2 × 2,5	2
15.	ПС 35 кВ «Купань»	2017	2,5/4	1

1	2	3	4	5
16.	ПС 35 кВ «Моделово-2»	2017	2 × 6,3/2 × 10	2
17.	ПС 110 кВ «Любим»	2017	20/25	1
III. Ввод ВЛ				
1.	КЛ 110 кВ «ПГУ-ТЭС – Тутаев № 1»	2013		0,45
2.	КЛ 110 кВ «ПГУ-ТЭС – Тутаев № 2»	2013		0,45
3.	Заходы на ПС 110 кВ «Новоселки»	2013		1,8
4.	КВЛ 110 кВ «Ярославская – Дубки»	2016		5
5.	КВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Ярославская № 1»	2016		62,5
6.	КВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Тутаев»	2016		18,55
7.	КВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Ярославская № 2»	2016		29,94
8.	КВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Тверицкая»	2016		60,43
IV. Ввод выключателей				
1.	ЭГВ 220 кВ (Рыбинская ГЭС)	2013		2
2.	ЭГВ 110 кВ (ПС 220 кВ «Тверицкая»)	2013		1
3.	ЭГВ 220 кВ (ПС 220 кВ «Ярославская»)	2013		3
4.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ Новоселки)	2013		1
5.	ЭГВ 110 кВ (ПС 220 кВ «Тверицкая»)	2013		1
6.	ЭГВ 110 кВ (ПС 220 кВ «Тутаев»)	2013		2
7.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Халдеево»)	2013		2
8.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Дружба»)	2013		1
9.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Луговая»)	2013		2
10.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Борисоглеб»)	2013		2
11.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Тишино»)	2013		2
12.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Халдеево»)	2014		1

1	2	3	4	5
13.	ЭГВ 220 кВ (ПС 220 кВ «Венера»)	2014		1
14.	ЭГВ 110 кВ (Ярославская ТЭЦ-3)	2014		1
15.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Юрьевская Слобода»)	2014		2
16.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Техникум»)	2014		3
17.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Аббакумцево»)	2014		2
18.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Туфаново»)	2014		3
19.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Институтская»)	2014		1
20.	ЭГВ 110 кВ (Ярославская ТЭЦ-3)	2015		11
21.	ЭГВ 220 кВ (Рыбинская ГЭС)	2015		2
22.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Алтыново»)	2015		5
23.	ЭГВ 110 кВ (ПС 220 кВ «Тверицкая»)	2015		1
24.	ЭГВ 110 кВ (Ярославская ТЭЦ-3)	2016		4
25.	ЭГВ 220 кВ (Ярославская ТЭС)	2016		6
26.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Константиново»)	2016		1
27.	ЭГВ 220 кВ (ПС 220 кВ «Ярославская»)	2016		1
28.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Дубки»)	2016		1
29.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Глебово»)	2016		1
30.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Алтыново»)	2016		1
31.	ЭГВ 110 кВ (Ярославская ТЭЦ-2)	2017		1
32.	ЭГВ 220 кВ (Ярославская ТЭС)	2017		3
33.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Ярцево»)	2017		2

7. Структура установленной электрической мощности на территории Ярославской области

Данные о вводе в эксплуатацию генерирующих мощностей и структуре установленной мощности генерирующих объектов представлены в таблицах 17 и 18.

Таблица 17

Данные о вводе в эксплуатацию генерирующих мощностей

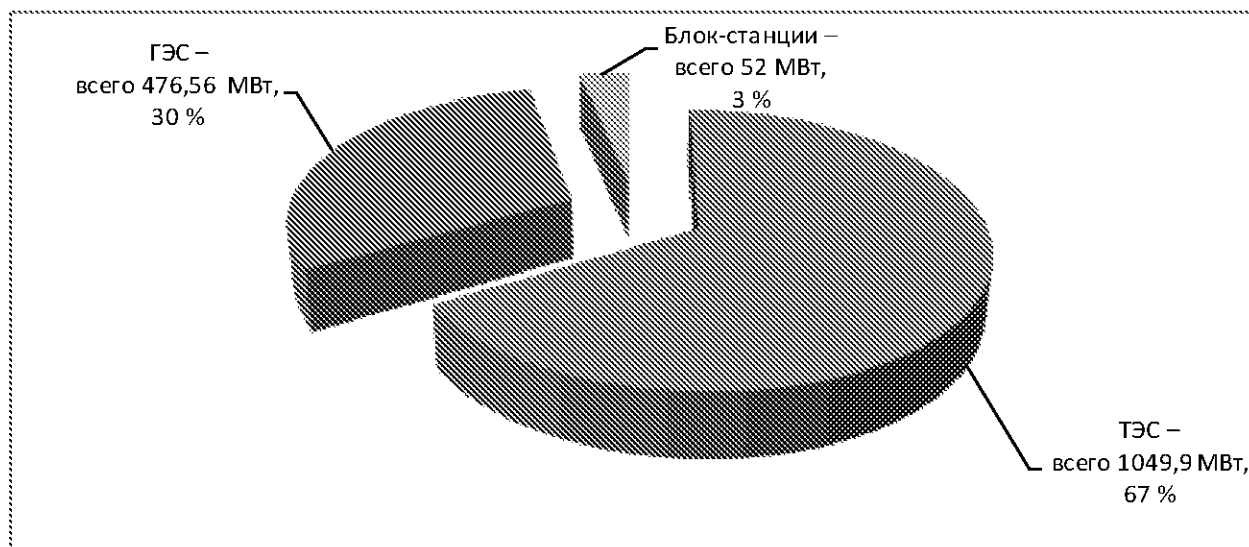
№ п/п	Наименование генерирующего источника	Ввод генерирующей мощности, МВт	Год ввода
1.	Рыбинская ГЭС	10 (модернизация)	2014
2.	Ярославская ТЭС	463,9	2017

Таблица 18

Структура установленной мощности генерирующих объектов

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Доля от суммарной установленной мощности, процентов
1.	ТЭС – всего	1049,9	66,5
1.1.	Ярославская ТЭЦ-1	81	5,1
1.2.	Ярославская ТЭЦ-2	245	15,5
1.3.	Ярославская ТЭЦ-3	260	16,5
1.4.	Ярославская ТЭС	463,9	29,4
2.	ГЭС – всего	476,56	30,2
2.1.	Угличская ГЭС	120	7,6
2.2.	Рыбинская ГЭС	356,4	22,6
2.3.	Хоробровская ГЭС	0,16	0,0
3.	Блок-станции – всего	52	3,3
3.1.	АО «Ярославский технический углерод»	24	1,5
3.2.	ПАО «НПО «Сатурн»	28	1,8
	Всего	1578,46	

Структура установленной мощности генерирующих объектов



8. Состав оборудования электростанций

В таблице 19 приведен состав оборудования существующих электростанций, а также блок-станций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Таблица 19

Состав оборудования существующих электростанций, а также блок-станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Объект генерации	Станционный номер	Тип турбины	Установленная электрическая мощность, МВт
1	2	3	4
ПАО «ТГК-2»			
Ярославская ТЭЦ-1			81
	3	ПТ-25-90/10М	25
	4	ПТ-25-90/10М	25
	6	Р-6-90/31	6
	7	ПТ-25/30-8,8/1,0-1	25
Ярославская ТЭЦ-2			245
	2	ПР-20-90/1,2	20
	4	Т-50-130	50
	5	ПТ-60-130/13	60
	6	Тп-115/125-130-1ТП	115
Ярославская ТЭЦ-3			260
	1	ПТ-65/75-130/13	65
	2	ПТ-65/75-130/13	65
	4	ПТ-65/75-130/13	65

1	2	3	4
	5	ПТ-65/75-130/13	65
ООО «Хуадянь-Тенинская ТЭЦ»			
Ярославская ТЭС			463,9
	1	ГТЭ-160	156,2
	2	ГТЭ-160	157,7
	3	LN150-7,6/0,84/0,4	150,0
Филиал ПАО «Федеральная гидрогенерирующая компания РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС»			
Рыбинская ГЭС			356,4
	1	К-91-ВБ-900	55
	2	ПЛ20-В-900	65
	3	К-91-ВБ-900	55
	4	ПЛ-20/811-В-900	63,2
	5	К-91-ВБ-900	55
	6	ПЛ-20/811-В-900	63,2
Угличская ГЭС			120
	1	К-91-ВБ-900	55
	2	поворотно-лопастная вертикальная турбина Каплана	65
Хоробровская ГЭС			0,16
	1	ОВ16-110МБК	0,08
	2	ОВ16-110МБК	0,08
ПАО «ОДК-Сатурн»			
ТЭЦ			16
	1	Р-6-35/10М-1	6
	2	ГТД-6РМ	6
	3	АР-4-6	4
ГТЭС			12
	1	ГТД-6РМ	6
	2	ГТД-6РМ	6
АО «Ярославский технический углерод»			
ТЭЦ			24
	1	ЕК49/8/14,5	8
	2	ЕК49/8/14,5	8
	3	ТГ-8,0/6,3К2,2	8

9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций
и видам собственности

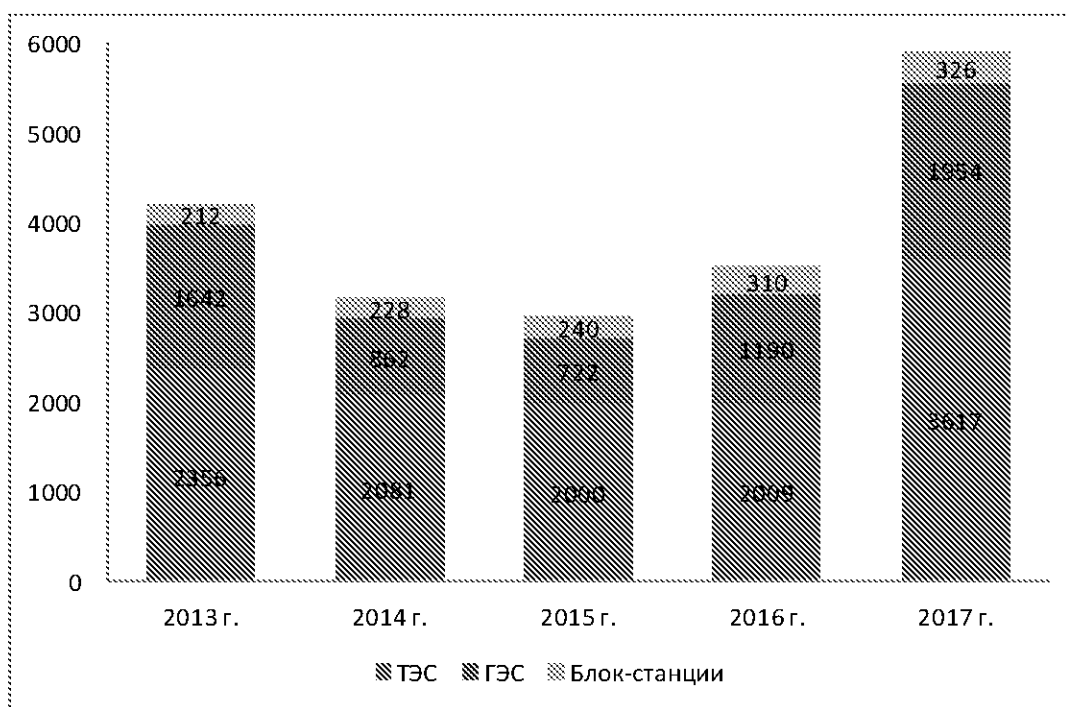
Таблица 20

№ п/п	Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн. кВт × ч				
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
1	2	3	4	5	6	7
	Всего по энергосистеме в том числе:	4210	3171	2962	3509	5897
1.	ТЭС	2356	2081	2000	2009	3617
1.1.	Ярославская ТЭЦ-1	297	270	243	268	238

1	2	3	4	5	6	7
1.2.	Ярославская ТЭЦ-2	972	817	794	852	812
1.3.	Ярославская ТЭЦ-3	1087	994	963	889	915
1.4.	Ярославская ТЭС	-	-	-	-	1652
2.	ГЭС	1642	862	722	1190	1954
2.1.	Рыбинская ГЭС	1336	731	582	952	1574
2.2.	Угличская ГЭС	306	131	140	238	380
3.	Блок-станции – всего в том числе:	212	228	240	310	326
3.1.	ПАО «НПО «Сатурн»	112	129	128	155	175
3.2.	АО «Ярославский технический углерод»	100	99	112	155	151

Диаграмма 4

Структура выработки электроэнергии за отчетный период
2013 – 2017 годов, млн. кВт × ч



10. Балансы электроэнергии (мощности) за период 2013 – 2017 годов

Баланс электроэнергии в Ярославской области обеспечивается за счет собственной выработки электроэнергии электростанций, ТЭЦ и ГЭС, которая составила в 2017 году 71 процент энергопотребления, и сальдированного перетока электроэнергии по магистральным сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от поставщиков оптового рынка электроэнергии и мощности.

Увеличение выработки электроэнергии ГЭС и ТЭС снизило долю участия внешних источников в покрытии пиков нагрузки с 54 до 47 процентов.

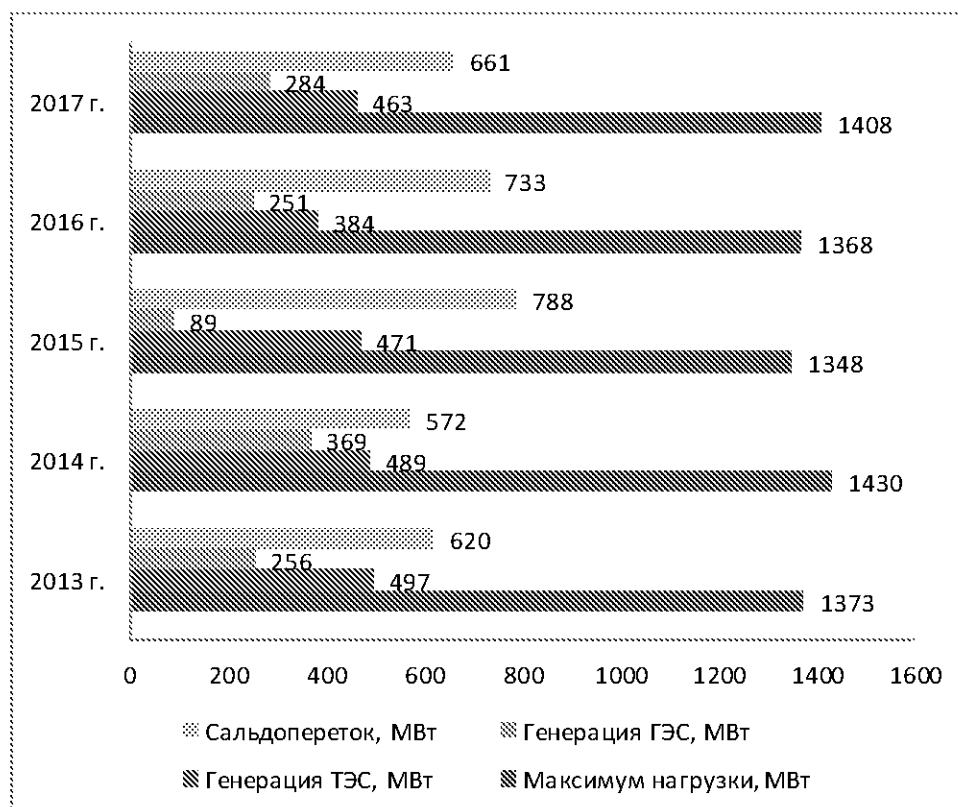
Таблица 21

Баланс мощности энергосистемы Ярославской области за 2013 – 2017 годы

Наименование показателя	Единица измерения	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Максимум нагрузки	МВт	1373	1430	1348	1368	1408
Генерация ТЭС	МВт	497	489	471	384	463
Генерация ГЭС	МВт	256	369	89	251	284
Сальдопереток	МВт	620	572	788	733	661

Диаграмма 5

Динамика изменения максимума нагрузки и генерации за период 2013 – 2017 годов, МВт



Баланс электроэнергии энергосистемы Ярославской области
за 2013 – 2017 годы

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Фактическое значение				
			2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
1.	Потребление электроэнергии	млн. кВт × ч	8173	7972	8099	8283	8271
2.	Выработка электроэнергии – всего в том числе:	млн. кВт × ч	4210	3171	2962	3509	5897
2.1.	ТЭС (вместе с блоками)	млн. кВт × ч	2568	2309	2240	2319	3943
2.2.	ГЭС	млн. кВт × ч	1642	862	722	1190	1954
3.	Сальдопереток	млн. кВт × ч	3963	4801	5137	4774	2374

Энергосистема Ярославской области является дефицитной по мощности и электроэнергии.

11. Основные характеристики системообразующей сети

Основная электрическая сеть энергосистемы Ярославской области сформирована с использованием системы номинального напряжения 110 – 220 кВ.

Системообразующей сетью энергосистемы Ярославской области является сеть 220 кВ. ВЛ 220 кВ, являясь звеньями межсистемных связей, служат для покрытия дефицита мощности энергосистемы Ярославской области, связывают все центры нагрузок между собой и с центрами электроснабжения. На этом напряжении осуществляется связь Ярославской энергосистемы с другими энергосистемами: Костромской (ВЛ 220 кВ «Костромская ГРЭС – Ярославская», «Мотордеталь – Тверицкая»), Московской (2 ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря»), Владимирской (ВЛ 220 кВ «Александров – Трубеш»), Вологодской (ВЛ 220 кВ «Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС Запексинская», «Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Запексинская», «Пошехонье – Вологда», «Пошехонье – Ростилово»), Ивановской (две КВЛ 220 кВ «Ивановские ПГУ – Неро»).

Электрические сети напряжением 220 кВ используются для выдачи мощности электростанций, питания крупных нагрузочных узлов.

В настоящее время на территории Ярославской области действуют девять ПС 220 кВ: «Ярославская», «Тверицкая», «Венера», «Вега», «Тутаев»,

«Неро», «Трубеш», «Сатурн», «Пошехонье» – общей установленной мощностью 2167 МВА. Протяженность ЛЭП 220 кВ – 1344,44 километра.

Действующая электрическая сеть 110 кВ энергосистемы выполняет в основном функции распределительной сети, обеспечивает надежное электроснабжение потребителей. На напряжении 110 кВ осуществляется выдача мощности основных электростанций. На этом напряжении также осуществляется связь энергосистемы Ярославской области с другими энергосистемами (Костромской, Владимирской, Тверской, Вологодской областей).

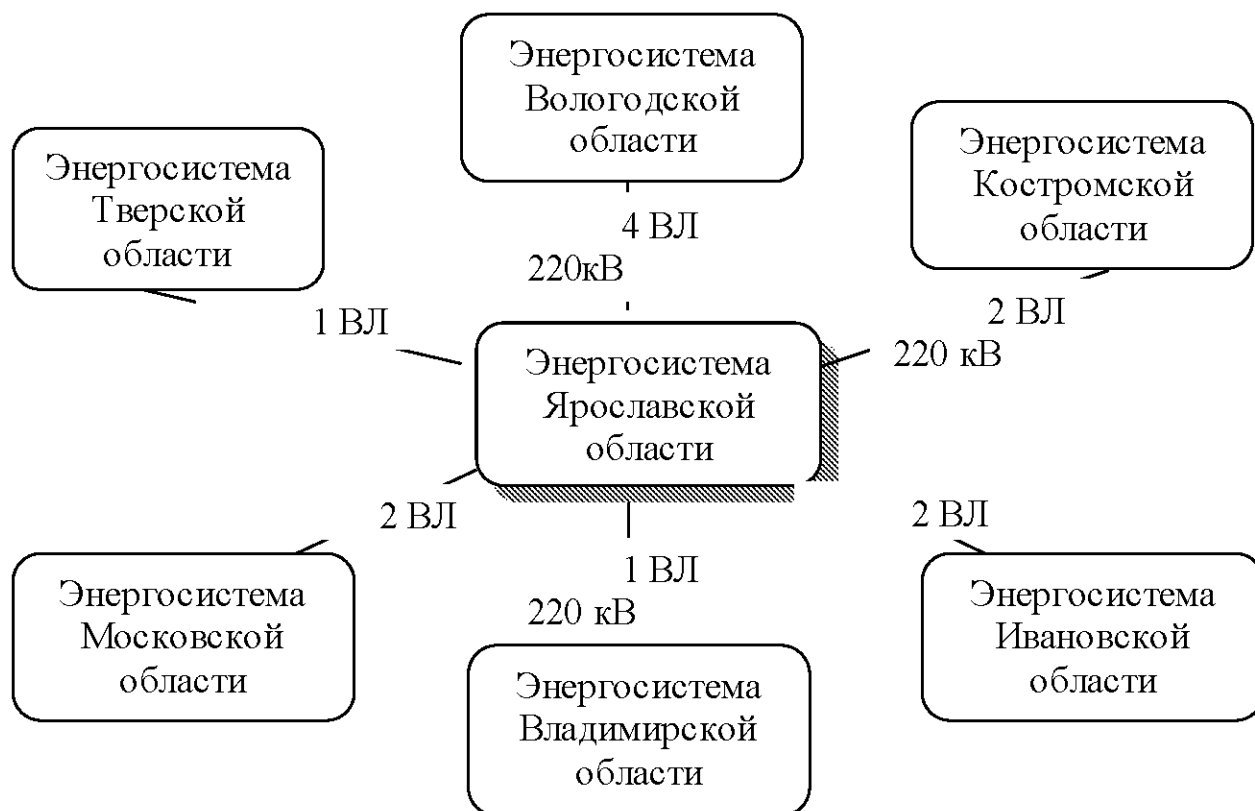
Все находящиеся на территории энергосистемы Ярославской области электросетевые объекты напряжением 220 кВ являются объектами Единой национальной энергетической системы, а их эксплуатация осуществляется филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайским ПМЭС.

В энергосистеме Ярославской области в эксплуатации находятся 88 ПС 110 кВ установленной мощностью 3854 МВА и 138 ПС 35 кВ установленной мощностью 1039,5 МВА.

Протяженность ЛЭП 110 кВ – 1890,84 километра, ЛЭП 35 кВ – 2432,29 километра.

12. Основные внешние электрические связи энергосистемы Ярославской области

Схема внешних электрических связей Ярославской области



Внешние электрические связи энергосистемы Ярославской области представлены следующим образом:

- с энергосистемой Костромской области:
220 кВ: ВЛ 220 кВ «Костромская ГРЭС – Ярославская», ВЛ 220 кВ «Мотордеталь – Тверицкая»;
- 110 кВ: ВЛ 110 кВ «Лютово – Нерехта-1», ВЛ 110 кВ «Ярцево – Нерехта-1», ВЛ 110 кВ «Халдеево – Буй»;
- с энергосистемой Ивановской области – 220 кВ: КВЛ 220 кВ «Ивановские ПГУ – Неро I цепь», КВЛ 220 кВ «Ивановские ПГУ – Неро II цепь»;
- с энергосистемой Владимирской области:
220 кВ: ВЛ 220 кВ «Александров – Трубеж»;
- 110 кВ: ВЛ 110 кВ «ВЛ 110 кВ Балакирево – Переславль», ВЛ 110 кВ «Балакирево – Трубеж»;
- с энергосистемой Московской области – 220 кВ: ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря I цепь», ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря II цепь»;
- с энергосистемой Тверской области – 110 кВ: ВЛ 110 кВ «Пищалкино – Бежецк с отпайкой на ПС Красный Холм»;
- с энергосистемой Вологодской области:
220 кВ: ВЛ 220 кВ «Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская», ВЛ 220 кВ «Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская», ВЛ 220 кВ «Пошехонье – Ростилово», ВЛ 220 кВ «Пошехонье – Вологда»;
- 110 кВ: ВЛ 110 кВ «Ростилово – Скалино (Тяговая) с отпайкой на ПС Плоское».

III. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Ярославской области

1. Основные проблемы энергосистемы Ярославской области в настоящее время:

- физическое и моральное старение оборудования ПС и ЛЭП;
- физическое и моральное старение оборудования электростанций;
- недостаточная пропускная способность распределительных электрических сетей, приводящая к снижению надежности электроснабжения потребителей.

2. Характеристика состояния энергосистем региона.

Наиболее загруженными из межсистемных связей являются ВЛ 220 кВ «Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская», «Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская», «Угличская ГЭС – Заря I цепь», «Угличская ГЭС – Заря II цепь», по которым осуществляется транзит мощности из Вологодской энергосистемы в Московскую.

Наиболее загруженные ВЛ 110 кВ: «ТЭЦ-2 – Тутаев I цепь с отпайками», «ТЭЦ-2 – Тутаев II цепь с отпайками», «ТЭЦ-3 – Ярославская».

Загрузка ВЛ 110 кВ в настоящее время не превышает допустимых значений в нормальной схеме.

Значительная доля ВЛ 110 кВ (58 процентов) имеет срок эксплуатации более 40 лет и подлежит полной или частичной реконструкции и восстановлению с заменой опор и подвеской проводов большего сечения.

Как показали результаты анализа, темпы старения оборудования ВЛ 110 кВ и выше превышают темпы вывода его из эксплуатации и замены. В сетях 220 кВ в настоящее время 63 процента ВЛ имеют срок эксплуатации свыше 40 лет, 73 процентов автотрансформаторов 220 кВ имеют срок эксплуатации более 25 лет. В сети 110 кВ 65 процентов трансформаторов класса напряжения 110 кВ имеют срок эксплуатации более 25 лет.

С целью уменьшения количества ПС, имеющих ограничение на технологическое присоединение дополнительной мощности, филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в 2016 – 2017 году выполнены мероприятия по замене силовых трансформаторов:

- Т-1, Т-2 (6,3 МВА на 10 МВА) ПС 110 кВ «Техникум» перемещены с ПС 110 кВ «Васильково»;

- Т-2 (16 МВА на 25 МВА) ПС 110 кВ «Ростов»;

- Т-1, Т-2 (1,6 МВА на 2,5 МВА) ПС 35 кВ «Дорожаево»;

- Т-1 (2,5 МВА на 4,0 МВА) ПС 35 кВ «Купань»;

- Т-1 (25 МВА на 40 МВА) ПС 110 кВ «Чайка» перемещен с ПС 110 кВ «Новоселки»;

- Т-1, Т-2 (6,3 МВА на 10 МВА) ПС 35 кВ «Моделово-2»;

Установлен Т-2 (10 МВА) на ПС 110 кВ «Глебово».

Анализ результатов замера максимума нагрузки за 2013 – 2017 годы показал, что отдельные ПС имеют ограниченную возможность технологического присоединения в связи с перегрузкой свыше 105 процентов, которая возникает у одного из трансформаторов при отключении второго.

Определение резерва или дефицита мощности центра питания проводится с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в аварийных режимах.

Уточненный перечень центров питания с ограничениями технологического присоединения дополнительной мощности на 2018 год приведен в таблице 23 (без учета действующих договоров на технологическое присоединение потребителей).

Таблица 23

ПС филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», имеющие ограничение на технологическое присоединение дополнительной мощности

№ п/п	Наименование объекта центра питания, класс напряжения	Мощность перегружаемого	Текущий дефицит, МВА*
-------	---	-------------------------	-----------------------

		трансформатора	
1	2	3	4
1.	ПС 110 кВ «Аббакумцево»	10 + 10	-6,50
2.	ПС 110 кВ «Киноплёнка»	10	-1,1
3.	ПС 110 кВ «Переславль»	25 + 25	-6,3
4.	ПС 35 кВ «Ананьино»	2,5 + 2,5	-0,175
5.	ПС 35 кВ «Ватолино»	4 + 4	-1,72
6.	ПС 35 кВ «Дубки»	6,3 + 6,3	-2,165
7.	ПС 35 кВ «Кулаково»	2,5 + 2,5	-1,2
8.	ПС 35 кВ «Купань»	4 + 2,5	-1,8
9.	ПС 35 кВ «Прибрежная»	10 + 10	-2
10.	ПС 35 кВ «Скоморохово»	1,6 + 1,6	-0,09

* Расчет текущего дефицита выполнен с учетом перераспределяемой нагрузки по сетям 6-10 кВ.

3. Мероприятия, проведение которых обусловлено необходимостью организации устойчивой работы энергетических систем.

В области развития распределительных сетей необходима реализация мероприятий по реконструкции и развитию электрических сетей, предусмотренных Схемой развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2018 – 2022 годы, приведенной в приложении 1 к Программе, в том числе:

- реконструкция существующих ПС 110 кВ, выполненных по упрощенным схемам;
- расширение и реконструкция существующих ПС за счет установки вторых трансформаторов на однотрансформаторных ПС;
- замена существующих трансформаторов на более мощные;
- строительство новых ПС в центрах роста нагрузок;
- обеспечение выдачи электроэнергии и мощности в энергосистему от объектов когенерационной энергетики.

4. Распределительные электрические сети 0,4 – 10 кВ.

В настоящее время износ основных фондов в распределительных электрических сетях 0,4 – 10 кВ составляет свыше 70 процентов, поэтому необходима активизация работ по реконструкции и модернизации распределительных электрических сетей с использованием современных технологий.

Кроме того, в регионе около 0,3 процента электрических сетей 0,4 – 10 кВ от общего количества является бесхозными.

В результате проведенных комплексных проверок территориальных сетевых и ведомственных организаций, имеющих на своем балансе электросетевые объекты, выявлен низкий уровень эксплуатации данных электросетевых активов, что существенно влияет на надежность электроснабжения потребителей региона.

На территории области имеется 588 социально значимых объектов, электроснабжение которых осуществляется от одного источника электроснабжения.

Процесс оптимизации затрат электросетевых организаций во многом затруднен из-за высокого уровня расхода электроэнергии на технологические нужды (потери), однако для снижения технологических и коммерческих потерь имеются значительные резервы.

Приоритетные задачи усовершенствования электросетевого комплекса 0,4 – 10 кВ:

- интеграция муниципальных и ведомственных электросетевых активов;
- организация выполнения электросетевыми компаниями организационно-технических мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии в сетях;
- повышение надежности электроснабжения социально значимых потребителей.

5. Консолидация электросетевых активов региональной и муниципальной собственности Ярославской области.

В целях повышения надежности электроснабжения потребителей, улучшения качества оказания услуг по передаче электрической энергии и технологическому присоединению в Ярославской области реализуются мероприятия («дорожная карта») по консолидации электросетевых активов региональной и муниципальной собственности Ярославской области.

Электросетевой комплекс Ярославской области представлен недвижимым и движимым имуществом, участвующим в передаче электрической энергии и технологическом присоединении потребителей: ВЛЭП и КЛ электропередач (ВЛ, КЛ), трансформаторными подстанциями (ЗТП, КТП), электросетевым оборудованием независимо от форм собственности.

Данное оборудование включает в себя:

- электросетевое имущество, принадлежащее ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» на праве собственности;
- электросетевое имущество 19 ТСО, оказывающих услуги по передаче электроэнергии на территории Ярославской области, в том числе электросетевые активы региональной/муниципальной формы собственности, переданные во владение (пользование) ТСО;
- электросетевые активы региональной формы собственности, не закрепленные для обслуживания за действующими ТСО;
- электросетевое имущество, находящееся в муниципальной собственности;
- бесконтрольно функционирующие объекты электросетевого имущества (бесхозные электросетевые объекты) – объекты инженерной инфраструктуры, построенные, не эксплуатируемые собственниками;
- электросетевое имущество третьих лиц – предприятий и организаций различной формы собственности, некоммерческих организаций (СНТ),

индивидуальных предпринимателей, физических лиц, в том числе электросетевые активы лиц, утративших статус ТСО.

Результатами реализации мероприятий, направленных на консолидацию электросетевых активов региональной и муниципальной собственности Ярославской области, являются:

- обеспечение надежности и качества обслуживания потребителей;
- внедрение единой технической политики, повышение устойчивости энергосистемы, формирование единых правил управления от генерации до потребителей, снижение аварийности;
- формирование единого центра ответственности, сокращение сроков ликвидации аварийных и чрезвычайных ситуаций, сроков технологического присоединения потребителей;
- развитие электросетевого комплекса и инфраструктуры региона;
- оперативность и достоверность формирования объема услуг по передаче электроэнергии, снижение объемов неучтенного потребления электроэнергии.

IV. Основные направления развития энергетики Ярославской области

1. Цели и задачи развития энергетики Ярославской области

Анализ ситуации, сложившейся в топливно-энергетическом комплексе Ярославской области, выявил проблемы в энергообеспечении. Данные проблемы вызваны рядом причин, влияющих на обеспечение устойчивого энергоснабжения и оказывающих негативное воздействие на развитие экономики Ярославской области. К ним относятся остающийся дефицит электрической мощности, ограничение пропускной способности распределительных электрических сетей, что приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей, а также высокий износ электросетевого и энергетического оборудования топливно-энергетического комплекса Ярославской области.

В соответствии со Стратегией социально-экономического развития Ярославской области до 2025 года, отвечающей основным задачам концепции социально-экономического развития России, намечен и успешно реализуется комплекс мероприятий, направленных на развитие топливно-энергетического комплекса Ярославской области.

В качестве приоритетного направления следует выделить развитие системы электроснабжения, которое включает в себя реализацию задач развития электросетевого комплекса и генерации на территории области.

Для уменьшения дефицита мощности планируется реализация ряда инвестиционных проектов строительства новых и реконструкции существующих генерирующих объектов, в том числе объектов когенерационной энергетики.

Реализация Программы в части развития электросетевого комплекса предполагает капитальное строительство и реконструкцию с увеличением

пропускной способности распределительных сетей, установленных трансформаторных мощностей ПС, что позволит повысить надежность электроснабжения как вновь создаваемых или расширяющихся производственных объектов развивающихся предприятий, так и всех потребителей в целом.

В настоящее время основными стратегическими задачами, позволяющими решить проблемы Ярославской области в сфере энергетики, являются строительство, реконструкция, техническое перевооружение технологической инфраструктуры энергетики, в том числе:

- строительство новых ПС 110 кВ (две ПС с суммарным приростом установленной мощности 82 МВА);
- проведение модернизации и реконструкции действующих ПС 110 кВ с суммарным приростом установленной мощности 91,4 МВА;
- проведение модернизации и реконструкции действующих ПС 35 кВ с суммарным приростом установленной мощности 51,3 МВА;
- строительство ЛЭП 110 кВ общей протяженностью 27,24 километра;
- реконструкция ЛЭП 110 кВ общей протяженностью 51,03 километра;
- строительство ЛЭП 35 кВ общей протяженностью 5,5 километра;
- реконструкция ЛЭП 35 кВ общей протяженностью 23,74 километра;
- реконструкция действующего генерирующего оборудования на Рыбинской ГЭС с заменой гидроагрегатов 55 МВт гидроагрегатами 65 МВт с увеличением к 2022 году генерирующей электрической мощности на 30 МВт.

2. Прогноз спроса на электроэнергию и мощность на территории Ярославской области на 2018 – 2022 годы

Прогноз спроса на электроэнергию и мощность на территории Ярославской области, сформированный на основании данных системного оператора, с учетом прогнозных балансов по Единой национальной энергетической системе приведен в таблице 24.

Таблица 24

Наименование показателя	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Электропотребление, млн. кВт × ч	8271	8279	8293	8331	8327	8341
годовой темп прироста, процентов	-	0,1	0,2	0,5	0,0	0,2
Максимальная мощность, МВт	1408	1411	1412	1414	1417	1419
годовой темп прироста, процентов	-	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1

При разработке прогноза спроса на электроэнергию и мощность на территории Ярославской области учитывалось проведение

электросетевыми организациями и потребителями мероприятий по повышению эффективного использования электроэнергии.

3. Детализация электропотребления по отдельным частям энергосистемы Ярославской области

Прогноз потребления мощности с разбивкой по основным энергорайонам Ярославской области представлен в таблице 25.

Таблица 25

Наименование энергорайона	Единица измерения	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Ярославский энергорайон	МВт	873	878	881	881	883	884
	процентов	62	62,2	62,4	62,3	62,3	62,3
Рыбинский энергорайон	МВт	296	293	292	293	293	294
	процентов	21	20,8	20,7	20,7	20,7	20,7
Ростовский энергорайон	МВт	239	240	239	240	241	241
	процентов	17	17	16,9	17	17	17
Всего по энергосистеме	МВт	1408	1411	1412	1414	1417	1419

4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Ярославской области, в том числе с учетом развития когенерационной электроэнергетики

В энергосистеме Ярославской области в период до 2022 года в соответствии с СиПР ЕЭС России ввод нового генерирующего оборудования не запланирован.

В настоящее время выполняется реконструкция Рыбинской ГЭС, предусматривающая:

- установку двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 2×63 МВА (введены в 2013 году);

- замену групп 1Г (выполнено в 2014 году) и 2Г (выполнено в 2015 году) однофазных трансформаторов 220/13,8 кВ мощностью 3×46 МВА трансформаторами мощностью 80 МВА с подключением их под один выключатель к шинам 220 кВ ОРУ Рыбинской ГЭС и присоединением к ним блоков гидроагрегатов 1Г, 2Г, 3Г, 4Г;

- замену существующих групп 3Г и 4Г однофазных трансформаторов 220/110/13,8 кВ мощностью 3×23 МВА трансформаторами мощностью 80 МВА с подключением их под один выключатель к шинам 220 кВ ОРУ Рыбинской ГЭС и присоединением к ним блоков гидроагрегатов 5Г, 6Г (выполнено в 2016 году);

- реконструкцию гидроагрегатов мощностью 55 МВт с увеличением мощности до 65 МВт, в том числе:

- 2Г – реконструирован в 2014 году;

1Г – окончание реконструкции в 2018 году;

3Г – окончание реконструкции в 2020 году;

5Г – окончание реконструкции в 2022 году.

Увеличение генерирующей мощности на Рыбинской ГЭС к 2022 году по отношению к 2017 году составит 30 МВт.

В 2017 году введена в эксплуатацию Ярославская ТЭС установленной мощностью 463,9 МВт.

СиПР ЕЭС России предусмотрен вывод из эксплуатации в 2020 году на Ярославской ТЭЦ-1 ТГ3 и ТГ4 установленной мощностью 25 МВт каждый.

В таблице 26 приведены сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования согласно СиПР ЕЭС России.

Таблица 26

Наименование мероприятия	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Всего, МВт
Ввод и модернизация генерирующего оборудования	10		10		10	30
Демонтаж генерирующего оборудования			50			50
Прирост генерирующего оборудования	10		-40		10	-20

Всего в период 2018 – 2022 годов уменьшение установленной мощности по энергосистеме Ярославской области составит 20 МВт.

В таблице 27 приведены данные по намечаемому вводу генерирующих мощностей по Ярославской области на период до 2022 года с учетом объектов средней когенерации, ПГУ-230 МВт в г. Рыбинске, ГТЭ-160 МВт на Ярославской ТЭЦ-2 и дополнительных вводов согласно СиПР ЕЭС России.

Таблица 27

Перечень мероприятий по вводу в эксплуатацию новых объектов генерации в Ярославской области в период 2018 – 2022 годов с учетом объектов средней когенерации, ПГУ-230 МВт, ГТЭ-160 МВт на Ярославской ТЭЦ-2 и дополнительных вводов согласно СиПР ЕЭС России

№ п/п	Генерирующий источник	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Всего, МВт
1.	ПГУ-ТЭС-52 МВт в г. Тутаеве	52					
2.	ПГУ-ТЭЦ 230 МВт в г. Рыбинске ¹			230			

3.	ГТЭ-160 МВт на Ярославской ТЭЦ-2 ²					160	
	Всего	52		230		160	442

¹ В рамках заключенного Соглашения о сотрудничестве между ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и Правительством области планируется строительство ПГУ-230 МВт в г. Рыбинске (микрорайоне Веретье) взамен мощностей в г. Рыбинске (микрорайоне Веретье и пос. Волжском). После определения источников финансирования и включения проекта строительства ПГУ – 230 МВт в СиПР ЕЭС России на предстоящий период данный объект будет учтен при внесении изменений в Программу с учетом необходимости реконструкции сети 110 – 220 кВ. В настоящее время выполнена проектная работа по разработке схемы выдачи мощности, согласно которой подключение ПГУ рекомендуется выполнить в расщелку ВЛ 110 кВ «Венера – Восточная с отпайками I и II цепь» и сооружение отпайки от ВЛ 110 кВ «Венера – Шестихино с отпайками I и II цепь».

² Мероприятие предложено собственником в связи с предполагаемым Министерством энергетики Российской Федерации проектом по запуску механизма договоров предоставления мощности при модернизации ТЭЦ. При проведении модернизации Ярославской ТЭЦ-2 планируется установить имеющуюся ГТЭ – 160 МВт, а также провести модернизацию с заменой цилиндров высокого и низкого давления на существующей паровой турбине № 5 с целью повышения эффективности ее работы. После определения источников финансирования и включения проекта строительства ГТЭ – 160 МВт в схему и программу развития Единой энергетической системы России на предстоящий период, данный объект будет учтен при внесении изменений в Программу с учетом необходимости реконструкции сети 110 – 220 кВ.

В таблице 28 приведены сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования с учетом объектов средней когенерации, ПГУ – 230 МВт, ГТЭ – 160 МВт на Ярославской ТЭЦ-2, дополнительных вводов и демонтажей согласно СиПР ЕЭС России (учтен вывод из эксплуатации в 2020 году на Ярославской ТЭЦ-1 ТГ6 установленной мощностью 6 МВт).

Таблица 28

Наименование мероприятия	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Всего, МВт
Ввод и модернизация генерирующего оборудования	62		240		170	472
Демонтаж генерирующего оборудования			56			56
Прирост генерирующего оборудования	62		184		170	416

Всего ввод новых мощностей энергосистемы в период 2018 – 2022 годов составит 416 МВт.

5. Прогнозный баланс производства и потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ярославской области

В таблице 29 приведен прогнозный баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Ярославской области на период 2018 – 2022 годов, разработанный по прогнозным данным системного оператора (согласно СиПР ЕЭС России).

Таблица 29

Энергосистема Ярославской области	2017 г. (факт)	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребность (электропотребление) , млн. кВт × ч	8271	8279	8293	8331	8327	8341
Сальдопереток	2374	2688	2740	2901	2778	2577
Покрытие (производство электроэнергии)	5897	5591	5553	5430	5549	5764
в том числе:						
атомные электрические станции	-	-	-	-	-	-
ГЭС	1954	1144	1186	1186	1186	1186
ТЭС	3943	4447	4367	4244	4363	4578
возобновляемые источники энергии	-	-	-	-	-	-
Потребность (собственный максимум), МВт	1408,0	1411	1412	1414	1417	1419
Покрытие (установленная мощность)	1578,4 6	1588,4 6	1588,4 6	1548,4 6	1548,4 6	1558,4 6
в том числе:						
атомные электрические станции	-	-	-	-	-	-
ГЭС	476,56	486,56	486,56	496,56	496,56	506,56
ТЭС	1101,9	1101,9	1101,9	1051,9	1051,9	1051,9
возобновляемые источники энергии	-	-	-	-	-	-

Прогнозный баланс электроэнергии и мощности с учетом ввода объектов когенерации, ПГУ-230 МВт, ГТЭ-160 МВт на Ярославской ТЭЦ-2 и дополнительных вводов и демонтажей согласно СиПР ЕЭС России представлен в таблице 30.

Энергосистема Ярославской области	2017 г. (факт)	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребность (электро- потребление), млн. кВт × ч	8271	8279	8293	8331	8327	8341
Сальдопереток	2374	2688	2428	2589	1086	885
Покрытие (производство электроэнергии)	5897	5591	5865	5742	7241	7456
в том числе:						
атомные электрические станции	-	-	-	-	-	-
ГЭС	1954	1144	1186	1186	1186	1186
ТЭС	3943	4447	4679	4556	6055	6270
возобновляемые источники энергии	-	-	-	-	-	-
Потребность (собственный максимум), МВт	1408,0	1411	1412	1414	1417	1419
Покрытие (установленная мощность)	1578,46	1640,46	1640,46	1824,46	1824,46	1994,46
в том числе:						
атомные электрические станции	-	-	-	-	-	-
ГЭС	476,56	486,56	486,56	496,56	496,56	506,56
ТЭС	1101,9	1153,9	1153,9	1327,9	1327,9	1487,9
возобновляемые источники энергии	-	-	-	-	-	-

6. Развитие электросетевого комплекса Ярославской области

6.1. Необходимость строительства новых электросетевых объектов, а также объемы реконструкции и технического перевооружения действующих электрических сетей определены исходя из уровней потребления электроэнергии и мощности, принятых в Схеме развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2018 – 2022 годы, приведенной в приложении 1 к Программе, с учетом строительства новых генерирующих мощностей, в том числе объектов когенерации.

Формирование перспективной схемы электрических сетей энергосистемы Ярославской области и выбор основных параметров ее элементов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей нацелены на:

- повышение пропускной способности сетей;
- повышение надежности электроснабжения отдельных районов и потребителей;
- обеспечение выдачи электроэнергии и мощности новых объектов генерации, в том числе объектов когенерации, в Ярославскую энергосистему;
- создание условий для присоединения новых потребителей к сетям энергосистемы.

Значительный объем электросетевого строительства, предусмотренного Схемой развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2018 – 2022 годы, приведенной в приложении 1 к Программе, приходится на реконструкцию и восстановление ВЛ и ПС, отработавших нормативные сроки и по своему техническому состоянию ограниченно пригодных для дальнейшей эксплуатации.

Комплекс мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электрических сетей следует осуществлять путем совершенствования схем электроснабжения, внедрения прогрессивных технических решений, новых конструкций и оборудования, то есть создания сетей нового поколения, отвечающих экономико-экологическим требованиям и современному техническому уровню распределения энергии в соответствии с требованиями потребителей.

Планируемые сводные показатели объемов электросетевого строительства, технического перевооружения и реконструкции объектов напряжением 35 – 220 кВ на период 2018 – 2022 годов на основании балансов электрической мощности, представленных в СИПР ЕЭС России, приведены в таблице 31.

Таблица 31

№ п/п	Класс напряжения, наименование показателя	2018 – 2022 годы	
		ВЛ, км	ПС, ед./МВА
1.	220 кВ, в том числе:	-	1/0
1.1.	Новое строительство	-	-
1.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	-	1/0
2.	110 кВ в том числе:	78,27	10/173,4
2.1.	Новое строительство	27,24	2/82
2.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	51,03	8/91,4
3.	35 кВ	29,24	12/51,3

№ п/п	Класс напряжения, наименование показателя	2018 – 2022 годы	
		ВЛ, км	ПС, ед./МВА
	в том числе:		
3.1.	Новое строительство	5,5	0/0
3.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	23,74	12/51,3
	Итого	107,51	22/224,7

Планируемые сводные показатели объемов электросетевого строительства, технического перевооружения и реконструкции объектов напряжением 35 – 220 кВ на период 2018 – 2022 годов для варианта развития энергосистемы Ярославской области на основании балансов электрической мощности, представленных в СиПР ЕЭС России, и с учетом ввода объектов когенерации и ПГУ-230 МВт приведены в таблице 32.

Таблица 32

№ п/п	Класс напряжения, наименование показателя	2018 – 2022 годы	
		ВЛ, км	ПС, ед./МВА
1.	220 кВ, в том числе:	-	1/0
1.1.	Новое строительство	-	-
1.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	-	1/0
2.	110 кВ в том числе:	129,55	10/173,4
2.1.	Новое строительство	34,64	2/82
2.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	94,91	8/91,4
3.	35 кВ в том числе:	29,24	12/51,3
3.1.	Новое строительство	5,5	0/0
3.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	23,74	12/51,3
	Итого	158,79	22/224,7

Перечень основных мероприятий по строительству, перевооружению и реконструкции электросетевых объектов Ярославской области в 2018 – 2022 годах, связанных с развитием электрической сети, определен на основании балансов электрической мощности согласно СиПР ЕЭС России (балансы приведены в таблице 29) и представлен в таблице 33.

Перечень основных мероприятий по строительству, перевооружению и реконструкции электросетевых объектов в 2018 – 2022 годах, связанных с развитием электрической сети для варианта развития на основании СилПР ЕЭС России

№ п/п	Наименование мероприятия	Проектная мощность		Сроки строительства		Сметная стоимость, млн. руб.	Обоснование
		МВА	км	год начала	год окончания		
1	2	3	4	5	6	7	8
I. Новое строительство							
1. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»							
1.1.	Строительство ПС 110 кВ «Некрасово» взамен ПС 35 кВ «Некрасово» с заменой трансформаторов 2 × 16 МВА 35 кВ на 2 × 16 МВА 110 кВ	2 × 16		2021	2023	105,2	снижение уровня напряжения ниже допустимого. Наличие технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям энергопринимающих устройств потребителей суммарной максимальной мощностью 8,6 МВт
1.2.	Строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ «Аббакумцево» до ПС 110 кВ «Некрасово» с переходом через р. Волгу		19,238	2021	2023	232,5	снижение уровня напряжения ниже допустимого. Наличие технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям энергопринимающих устройств потребителей суммарной максимальной мощностью 8,6 МВт
1.3.	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ «Ростовская-1» и ВЛ 110 кВ «Тишинская» до тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск»		8	2019	2020	85,4	технологическое присоединение (договор от 02.06.2016 20 № 40767108/ТП-16 МВт ОАО «РЖД»)
1.4.	Строительство 2-цепной (сдвоенной) ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ «Лютово» до ПС		5,5	2018	2019	90,3	технологическое присоединение (договор от 17.11.2014 № 40817838/ТП-14 ОАО «Аэропорт

1	2	3	4	5	6	7	8
	35 кВ «Урожай» общей протяженностью 5,5 км, сечением 95 кв. мм, с установкой дополнительных ячеек в РУ 35 кВ						Туношна», 2,65 МВт)
2. ОАО «РЖД»							
	Строительство тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск»	2 × 25		2018	2018	540,48	увеличение пропускной способности железной дороги на участке Ярославль – Ростов (технологическое присоединение, договор от 02.06.2016 № 40767108/ТП-16)
	Итого по новому строительству					1053,88	
II. Техническое перевооружение и реконструкция							
1. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»							
1.1.	Реконструкция ПС 35 кВ «Урожай» с заменой трансформаторов 2 × 4 МВА на трансформаторы 2 × 6,3 МВА (с устройствами РПН) и установкой ячейки 35 кВ. Реконструкция ПС 110 кВ «Лютово» с установкой высоковольтной ячейки с вакуумным выключателем	2 × 6,3		2018	2019	63,3	технологическое присоединение (договор от 17.11.2014 № 40817838/ТП-14 ОАО «Аэропорт Туношна», 2,65 МВт)
1.2.	Реконструкция ПС 35 кВ «Заволжская» с заменой трансформаторов 2 × 10 МВА на трансформаторы 2 × 16 МВА	2 × 16		2020	2021	122,4	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.3.	Реконструкция ПС	1 × 6,3		2019	2020	48,1	риск выхода параметров

1	2	3	4	5	6	7	8
	35 кВ «Глебово» (замена трансформатора 4 МВА на трансформатор 6,3 МВА; реконструкция РУ 35 кВ)						электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.4.	Реконструкция ПС 110 кВ «Киноленка» с заменой трансформатора Т-2 10 МВА на трансформатор 16 МВА	1 × 16		2021	2022	40,0	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.5.	Реконструкция ПС 35 кВ «Ватолино» с заменой трансформаторов 2 × 4 МВА на трансформаторы 2 × 6,3 МВА	2 × 6,3		2018	2018	21,619	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.6.	Реконструкция ПС 35 кВ «Кулаково» с заменой трансформаторов 2 × 2,5 МВА на трансформаторы 2 × 4 МВА	2 × 4		2018	2018	14,371	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.7.	Реконструкция ПС 110 кВ «Аббакумцево» с заменой трансформаторов 2 × 10 МВА на трансформаторы 2 × 25 МВА	2 × 25		2018	2019	121,5	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных

1	2	3	4	5	6	7	8
							режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.8.	Реконструкция ПС 110 кВ «Переславль» с заменой трансформаторов 2 × 25 МВА на трансформаторы 2 × 40 МВА	2 × 40		2021	2022	119,2	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.9.	Реконструкция ПС 35 кВ «Прибрежная» с заменой трансформаторов 2 × 10 МВА на трансформаторы 2 × 16 МВА	2 × 16		2021	2022	48,3	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.10.	Реконструкция ПС 35 кВ «Скоморохово» с заменой трансформаторов 2 × 1,6 МВА на трансформаторы 2 × 2,5 МВА	2 × 2,5		2023	2024	17,88	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.11.	Реконструкция ПС 35 кВ «Купань» с заменой трансформаторов 4 + 2,5 МВА на трансформаторы 2 × 6,3 МВА	2 × 6,3		2019	2020	60,0	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.12.	Реконструкция ПС 35 кВ «Машприбор» с заменой	2 × 10		2023	2024	34,15	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений

1	2	3	4	5	6	7	8
	трансформаторов 2 × 6,3 МВА на трансформаторы 2 × 10 МВА						(перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.13.	Реконструкция ПС 35 кВ «Ананьино» (трансформаторы 2 × 2,5 МВА), ПС 35 кВ «Семибратово» (трансформатор 4 МВА), ПС 35 кВ «Бороку» (трансформатор 4 МВА). Перемещение трансформаторов	2 × 4, 1 × 2,5, 1 × 2,5		2023	2024	30,85	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.14.	Реконструкция ПС 35 кВ «Соломидино» (трансформатор 1 × 2,5 МВА), ПС 35 кВ «Семибратово» (трансформатор 1 × 4 МВА). Перемещение трансформаторов	1 × 4, 1 × 2,5		2023	2024	16,35	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.15.	Реконструкция ПС 110 кВ «Новоселки» (трансформаторы 40 + 25 МВА), ПС 110 кВ «Чайка» (трансформаторы 40 + 25 МВА). Перемещение одного трансформатора	2 × 25, 2 × 40		2023	2024	49,5	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.16.	Реконструкция ПС 35 кВ «Нексанс» (трансформаторы 2 × 10 МВА), ПС 35 кВ «Дубки» (трансформаторы 2 × 6,3 МВА). Перемещение трансформаторов	2 × 6,3, 2 × 10		2023	2023	37,4	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период

1	2	3	4	5	6	7	8
							зимних максимальных нагрузок
1.17.	Реконструкция 2-й цепи ВЛ 35 кВ (АС-95, 10,4 км) вдоль существующей ВЛ 35 кВ «Переславль – Кибернетик» и далее по трассе ВЛ 35 кВ «Глебовская»		10,4	2019	2020	27,5	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.18.	Реконструкция ВЛ 35 кВ «Филинская-2» со строительством участка ВЛ 35 кВ до ПС 35 кВ «Лесные Поляны» (АС-70, 2,64 км) и реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ «Лесные Поляны»		2,64	2018	2019	11,4	аварийное отключение или вывод в ремонт ВЛ 35 кВ «Филинская-1» с учетом перевода части потребителей на резервные схемы электроснабжения приводит к ограничению потребителей в объеме 3,8 МВт
1.19.	Реконструкция ПС 110 кВ «Залесье» с заменой трансформаторов 2 × 10 МВА на трансформаторы 2 × 16 МВА	2 × 16		2018	2019		риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
2. ООО «Тепличный комбинат Ярославский»							
	Реконструкция ПС 110 кВ «Дубки» с заменой трансформатора 25 МВА на трансформатор 40 МВА	1 × 40		2018	2018		технологическое присоединение (договор от 02.10.2017 № 22-2017-33/ТП-М1 (увеличение на 15 МВт))
	Итого по техническому перевооружению и реконструкции					883,82	
	Всего по основным мероприятиям					1937,7	

Дополнительные мероприятия с учетом объектов средней когенерации, ПГУ-230 МВт в г. Рыбинске (балансы электрической мощности приведены в таблице 30) представлены в таблице 34.

Таблица 34

Перечень дополнительных мероприятий для варианта развития энергосистемы Ярославской области на основании СиПР ЕЭС России с учетом ввода объектов когенерации и ПГУ-230 МВт

№ п/п	Наименование мероприятия	Проектная мощность		Сроки строительства		Сметная стоимость, млн. руб.	Обоснование
		МВА	км	год начала	год окончания		
1	2	3	4	5	6	7	8
I. Новое строительство							
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»*							
1.	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ «Венера – Шестихино с отпайками I и II цепь» до ПГУ – ТЭЦ 230 МВт в г. Рыбинске		2 × 2,3	2019	2020		обеспечение выдачи мощности ПГУ – ТЭЦ 230 МВт в г. Рыбинске («Схема выдачи мощности ПГУ – ТЭЦ Рыбинск»)
2.	Строительство заходов ВЛ 110 кВ «Венера – Восточная с отпайками I и II цепь» на ПГУ – ТЭЦ 230 МВт в г. Рыбинске		4 × 0,7	2019	2020		обеспечение выдачи мощности ПГУ – ТЭЦ 230 МВт в г. Рыбинске («Схема выдачи мощности ПГУ – ТЭЦ Рыбинск»)
II. Техническое перевооружение и реконструкция							
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»*							
1.	Реконструкция ВЛ 110 кВ «Венера – Восточная с отпайками I и II цепь»		2 × 8,23	2019	2020		обеспечение выдачи мощности ПГУ – ТЭЦ 230 МВт в г. Рыбинске («Схема выдачи мощности ПГУ – ТЭЦ Рыбинск»)
2.	Реконструкция ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-2 – Тутаев с отпайками I и II цепь»		2 × 13,71	2019	2020		обеспечение выдачи мощности ПГУ – ТЭЦ 230 МВт в г. Рыбинске («Схема выдачи мощности ПГУ – ТЭЦ

1	2	3	4	5	6	7	8
							Рыбинск))

* Организация, выполняющая мероприятия по электросетевому строительству (реконструкции), будет определена на этапе заключения договора на технологическое присоединение.

Перечень основных мероприятий по строительству, перевооружению и реконструкции электросетевых объектов Ярославской области в 2018 – 2022 годах, не связанных с развитием электрической сети, представлен в таблице 35.

Таблица 35

Перечень основных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевых объектов в 2018 – 2022 годах, не связанных с развитием электрической сети

№ п/п	Наименование мероприятия	Проектная мощность		Сроки строительства		Сметная стоимость, млн. руб.	Обоснование
		МВА	км	год начала	год окончания		
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»							
1.1.	Реконструкция ПС 35 кВ «Варегово» с заменой трансформаторов (10 кВ) 2,5 МВА и 1,6 МВА на трансформаторы 2 × 1,6 МВА, демонтажом трансформатора (6 кВ) 1,6 МВА и переводом потребителя на напряжение 35/10 кВ	2 × 1,6		2020	2021	7,4	техническое состояние
1.2.	Реконструкция ВЛ 110 кВ «Моторная – Инженерная» (с кабельными вставками)		4,03	2018	2019	101,6	техническое состояние
1.3.	Реконструкция ВЛ 110 кВ «Восточная-1, 2» (замена опор № 43, № 44, № 53) и		12,0	2020	2021	18,4	техническое состояние

1	2	3	4	5	6	7	8
	замена провода						
1.4.	Реконструкция ПС 110 кВ «Устье» с заменой трансформаторов 2 × 10 МВА на трансформаторы 2 × 10 МВА	2 × 10		2022	2022	66,5	техническое состояние
1.5.	Реконструкция ВЛ 110 кВ «Перекоп – Северная с отпайкой на ПС Ярославль-Главный», ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Перекоп», ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Северная с отпайками»		35,0	2020	2023	241,7	техническое состояние
1.6.	Реконструкция ВЛ 35 кВ «Тихменево – Глебово»		10,7	2023	2024	38,8	техническое состояние
1.7.	Реконструкция ПС 110 кВ «Пищалкино» с демонтажем Т-3 (1,6 МВА) и переводом нагрузки на Т-1 (7, МВА) и Т-2 (7,5 МВА)			2021	2022	57,96	техническое состояние
	Всего					532,36	

Перечень мероприятий филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» по замене выключателей, вводов силовых трансформаторов и грозотроса ВЛ, связанных с техническим состоянием оборудования, представлен в таблице 36.

Перечень мероприятий филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»
по замене выключателей, вводов силовых трансформаторов и грозотроса ВЛ

№ п/п	Наименование объекта	Сроки реконструкции		Количество, ед./протяженность, км	Обоснование
		год начала	год окончания		
1	2	3	4	5	6
I. Замена выключателей					
1.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Павловская»	2020	2021	1	техническое состояние
2.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Прибрежная» (диспетчерское наименование ПС 110 кВ «Ярцево»)	2016	2021	8	техническое состояние
3.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Покров»	2022	2023	2	техническое состояние
4.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Ростов»	2018	2020	7	техническое состояние
5.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Восточная»	2019	2021	9	техническое состояние
6.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Крюково»	2019	2020	1	техническое состояние
7.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Перекоп»	2019	2020	1	техническое состояние
8.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Шестихино»	2020	2021	4	техническое состояние
9.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Западная»	2022	2023	3	техническое состояние
10.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Депо»	2022	2023	2	техническое состояние
11.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Левобережная»	2022	2023	2	техническое состояние
12.	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Шестихино»	2016	2023	6	техническое состояние
II. Замена вводов трансформаторов					
1.	ПС 110 кВ «Гаврилов-Ям» (Т-1, Т-2)	2018	2019	6	повышение надежности
2.	ПС 110 кВ «Вахрушево» (Т-1, Т-2)	2018	2019	6	повышение надежности
3.	ПС 110 кВ «Волга» (Т-1)	2018	2019	3	повышение надежности
4.	ПС 110 кВ «Волга» (Т-2)	2020	2021	3	повышение надежности
5.	ПС 110 кВ «Пицалкино» (Т-1)	2018	2019	3	повышение надежности
6.	ПС 110 кВ «Шурскол»	2021	2022	3	повышение

1	2	3	4	5	6
	(Т-2)				надежности
III. Замена грозотроса ВЛ					
1.	ВЛ 110 кВ «Правдино», ВЛ 110 кВ «Пищалкинская»	2018	2019	7,027	техническое состояние
2.	ВЛ 110 кВ «Невская»	2018	2019	6,3	техническое состояние
3.	ВЛ 110 кВ «Перекопская»	2018	2019	5,023	техническое состояние
4.	ВЛ 110 кВ «Шестихинская 1, 2»	2019	2020	8,975	техническое состояние
5.	ВЛ 110 кВ «Переславская 1, 2»	2019	2020	24,99	техническое состояние
6.	ВЛ 110 кВ «Нильская-1, 2»	2020	2021	4,23	техническое состояние
7.	ВЛ 110 кВ «Щербаковская-1, 2»	2021	2022	2,99	техническое состояние
8.	ВЛ 110 кВ «Газовая-1, 2»	2021	2022	7,896	техническое состояние

Обоснования реконструкции электросетевых объектов энергосистемы Ярославской области, представленных в таблицах 33 и 35, приведены в пунктах 6.1 – 6.27 данного подраздела.

6.2. Строительство ПС 110 кВ «Некрасово» взамен ПС 35 кВ «Некрасово» с заменой трансформаторов 2×16 МВА 35 кВ на трансформаторы 2×16 МВА 110 кВ и строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ «Аббакумцево» до ПС 110 кВ «Некрасово» с переходом через р. Волгу (в соответствии с пунктами 1.1, 1.2 подраздела 1 раздела I таблицы 33).

Необходимость строительства вызвана:

- недопущением перерыва электроснабжения потребителей в связи с низким напряжением на ПС 35 кВ «Профилакторий», ПС 35 кВ «Некрасово» при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ «Смирновская», «Лютовская», «Туношенская», «Некрасовская» и перегрузкой электросетевого оборудования в послеаварийных режимах;

- ограничением на технологическое присоединение в Некрасовском муниципальном районе.

Наиболее тяжелые режимы зимнего максимума нагрузок 2017 года (потребление энергосистемы Ярославской области – 1408 МВт):

- вывод в ремонт (отключение) ВЛ 35 кВ «Лютовская». Напряжение в сети 35 кВ снижается до 30 кВ (в районе ПС 35 кВ «Туношна», ПС 35 кВ «Некрасово»). Токовая нагрузка ВЛ 35 кВ «Смирновская» составляет 276 А (допустимый ток – 200 А), по ВЛ 35 кВ «Некрасовская» – 258 А (допустимый ток – 300 А). Уровни напряжения на подстанциях: ПС 35 кВ «Профилакторий» – 9,3 кВ, ПС 35 кВ «Некрасово» – 9,6 кВ, ПС 35 кВ «Туношна» – 9,3 кВ;

- вывод в ремонт (отключение) ВЛ 35 кВ «Смирновская». Напряжение в сети 35 кВ снижается до 26 кВ (в районе ПС 35 кВ «Профилакторий», ПС

35 кВ «Некрасово»). Токовая нагрузка ВЛ 35 кВ «Лютовская» составляет 298 А (допустимый ток – 264 А), по ВЛ 35 кВ «Туношенская» составляет 269 А (допустимый ток – 258 А). Уровни напряжения на подстанциях: ПС 35 кВ «Туношна» – 9,4 кВ, ПС 35 кВ «Некрасово» – 7,8 кВ, ПС 35 кВ «Профилакторий» – 7,6 кВ;

- вывод в ремонт (отключение) ВЛ 35 кВ «Некрасовская». Напряжение в сети 35 кВ снижается до 27 кВ (в районе ПС 35 кВ «Некрасово»). Токовая нагрузка ВЛ 35 кВ «Лютовская» составляет 279 А (допустимый ток – 264 А), по ВЛ 35 кВ «Туношенская» составляет 249 А (допустимый ток – 258 А). Уровни напряжения на подстанциях: ПС 35 кВ «Туношна» – 9,4 кВ, ПС 35 кВ «Некрасово» – 9 кВ.

Падение напряжения в послеаварийных режимах в рассматриваемой сети 35 кВ настолько велико, что диапазонов регулирования устройств РПН и ПБВ трансформаторов оказывается недостаточным для обеспечения требуемого качества электроэнергии у потребителей.

ПС 35 кВ «Некрасово» и ПС 35 кВ «Профилакторий» в силу географического расположения района вдоль берега реки Волги не имеют связей по напряжению 10 кВ с другими центрами питания. Взаимное резервирование ВЛ 10 кВ осуществляется исключительно в пределах сети данных ПС. Соответственно, перевод нагрузки за пределы рассматриваемой сети 35 кВ в послеаварийных режимах невозможен.

Недостаточная эффективность мероприятий по регулированию напряжения за счет устройств РПН и ПБВ трансформаторов и отсутствие возможности проведения оперативных мероприятий по перераспределению нагрузки приводит к необходимости ограничения потребителей на время выполнения ремонтных режимов в объеме до 4 МВт.

В отношении ПС 35 кВ «Некрасово» заключены договоры на технологическое присоединение электроустановок потребителей в объеме 4,1 МВт, в отношении ПС 35 кВ «Профилакторий» – в объеме 3,9 МВт. С учетом существующей ситуации подключение новых потребителей к данным ПС и соответствующее увеличение нагрузки возможны только после реконструкции ПС 35 кВ «Некрасово» и перевода ее на напряжение 110 кВ.

Рассмотрено альтернативное мероприятие «Установка батарей статических конденсаторов на ПС 35 кВ «Некрасово», ПС 35 кВ «Профилакторий» для повышения напряжения в послеаварийных режимах в сети 35 кВ».

Устанавливаемые в целях регулирования напряжения батареи статических конденсаторов должны быть оборудованы автоматикой, последовательно включающей ступени батареи статических конденсаторов по факту снижения напряжения ниже номинального (10 кВ) и последовательно отключающей ступени при превышении напряжением значения 10,5 кВ.

Минимально необходимая мощность батарей статических конденсаторов:

- ПС 35 кВ «Некрасово»: 4 × 3150 кВАр;
- ПС 35 кВ «Профилакторий»: 4 × 1500 кВАр.

При отключении (выводе в ремонт) ВЛ 35 кВ «Смирновская» и использования устройств РПН на ПС 35 кВ «Некрасово» напряжение на подстанциях составит: на ПС 35 кВ «Туношна» – 9,9 кВ, на ПС 35 кВ «Некрасово» – 9,9 кВ, на ПС 35 кВ «Профилакторий» – 9,9 кВ.

При этом в рассматриваемом режиме наблюдается перегрузка ВЛ 35 кВ «Лютовская» – 428 А (допустимая токовая нагрузка – 342 А), ВЛ 35 кВ «Туношенская» – 403 А (допустимая токовая нагрузка – 271 А).

Вывод: замена провода на указанных ВЛ 35 кВ с увеличением сечения и установка батарей статических конденсаторов на ПС 35 кВ позволяют исключить указанные проблемы.

С учетом сложностей с проведением реконструкции существующих ВЛ 35 кВ из-за необходимости их длительного отключения, а также в целях комплексного решения проблем энергорайона целесообразно рассмотреть перевод ПС 35 кВ «Некрасово» на напряжение 110 кВ со строительством ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Аббакумцево.

Выбор окончательного варианта реконструкции сети необходимо осуществить при разработке проекта на основании технико-экономического сравнения вариантов.

Перевод ПС 35 кВ «Некрасово» на напряжение 110 кВ позволит решить все существующие проблемы, а именно:

- увеличить надежность электроснабжения потребителей;
- устранить существующие риски массовых ограничений потребителей в осенне-зимний период в связи с низким напряжением в сети 35 и 10 кВ;
- обеспечить требуемое качество электроэнергии в послеаварийных режимах;
- снять ограничение на подключение новых потребителей;
- снять ограничение на проведение работ с выводом в ремонт ВЛ 35 кВ «Смирновская», «Лютовская», «Некрасовская», Т-1 ПС 35 кВ «Некрасово» в течение всего года.

Проектом реконструкции ПС предусматриваются:

- перевод ПС на напряжение 110 кВ;
- замена силовых трансформаторов 2×16 МВА (35/10 кВ) на трансформаторы 2×16 МВА (110/10 кВ);
- строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ «Аббакумцево» до ПС 110 кВ «Некрасово».

6.3. Строительство тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск» (в соответствии с пунктом 1.3 подраздела 1, подразделом 2 раздела I таблицы 33).

Необходимость строительства ПС 110 кВ «Козьмодемьянск» вызвана необходимостью увеличения пропускной способности железной дороги на участке Ярославль – Ростов.

В соответствии с техническими условиями предусматривается:

- строительство новой двухтрансформаторной тяговой ПС 110/10/6/3,3 кВ в районе поселка Козьмодемьянск. Установленная мощность трансформаторов составляет 2×25 МВА;

- строительство новой двухцепной отпаечной ВЛ 110 кВ ориентировочной длиной 8000 метров от опор № 186 и № 187 ВЛ 110 кВ «Ростовская-1» и ВЛ 110 кВ «Тишинская» до линейного портала ОРУ 110 кВ вновь сооружаемой тяговой ПС 110/10/6/3,3 кВ.

6.4. Реконструкция ПС 110 кВ «Дубки» с заменой трансформатора 25 МВА на трансформатор 40 МВА (в соответствии с подразделом 2 раздела II таблицы 33).

Основание для выполнения работ – договор технологического присоединения № 22-2017-33/ТП-М1 ПАО «ФСК ЕЭС» с ООО «Тепличный комбинат Ярославль» от 02.10.2017 (увеличение заявленной мощности до 38 МВт).

В соответствии с техническими условиями предусматривается замена трансформатора 25 МВА на 40 МВА.

6.5. Реконструкция ПС 110 кВ «Киношленка» с заменой трансформатора 10 МВА на трансформаторы 16 МВА (в соответствии с пунктом 1.4 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Фактическая максимальная нагрузка ПС по итогам замеров, проведенных 25.11.2015, составила 11,56 МВА. Возможность перевода части нагрузки на другой центр питания отсутствует.

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформатора Т-2 10 МВА на трансформатор 16 МВА.

6.6. Реконструкция ПС 110 кВ «Аббакумцево» с заменой трансформаторов 2 × 10 МВА на трансформаторы 2 × 25 МВА (в соответствии с пунктом 1.7 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Фактическая максимальная нагрузка ПС по итогам замеров, проведенных 09.01.2017, составила 17 МВА. Перегрузка оставшегося в работе трансформатора в случае аварийного отключения другого превышает допустимую.

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 10 МВА на трансформаторы 25 МВА.

6.7. Реконструкция ПС 110 кВ «Переславль» с заменой трансформаторов 2 × 25 МВА на трансформаторы 2 × 40 МВА (в соответствии с пунктом 1.8 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Фактическая максимальная нагрузка по итогам замеров, проведенных 09.01.2017, составила 32,52 МВА. Перегрузка оставшегося в работе трансформатора в случае аварийного отключения другого превышает допустимую.

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 25 МВА на трансформаторы 40 МВА.

6.8. Реконструкция ПС 35 кВ «Урожай» с заменой трансформаторов 2 × 4 МВА на трансформаторы 2 × 6,3 МВА (с устройствами РПН) и установкой ячейки 35 кВ. Строительство ВЛ 35 кВ параллельного следования от вновь устанавливаемой ячейки в РУ 35 кВ ПС 110 кВ «Лютново» до вновь устанавливаемой ячейки в РУ 35 кВ ПС 35 кВ «Урожай» общей протяженностью 5,5 километра сечением 95 кв. мм (в соответствии с

пунктом 1.4 подраздела 1 раздела I, пунктом 1.1 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Основанием для выполнения работ является договор технологического присоединения с ОАО «Аэропорт Туношна» от 14.11.2014 № 40817838.

Заявителем планируется увеличение максимальной мощности энергопринимающих устройств с существующих 630 кВт на 2651,6 кВт (500 кВт по первой категории надежности, 2151,6 кВт по второй категории надежности) до величины 3281,6 кВт.

Концепцией развития аэропорта «Туношна» до 2030 года предусмотрена перспектива дальнейшего развития аэропорта Туношна с присвоением статуса международного грузопассажирского аэропорта.

Суммарная ожидаемая нагрузка на ПС 35 кВ «Урожай» с учетом выданных технических условий ОАО «Аэропорт Туношна» составит 6 МВА.

Расчеты выполнены с учетом замены трансформаторов на ПС 35 кВ «Урожай» с 2×4 МВА на трансформаторы $2 \times 6,3$ МВА.

В режиме отключения (вывода в ремонт) Т-1(Т-2) ПС 110 кВ «Техникум» загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 131 процент.

В режиме отключения (вывода в ремонт) ВЛ 35 кВ «Урожайная» напряжение на шинах 35 кВ ПС 35 кВ «Урожай» составит 29 кВ, на шинах 10 кВ – 8,1 кВ, загрузка Т-2 ПС 110 кВ «Техникум» составит 128 процентов. Использование устройств РПН на ПС 110 кВ «Техникум» и ПС 35 кВ «Урожай» позволит поднять напряжение на шинах 10 кВ ПС 35 кВ «Урожай» до 10,2 кВ.

В режиме отключения (вывода в ремонт) Т-1 ПС 35 кВ «Урожай» напряжение на шинах 10 кВ ПС 35 кВ «Урожай» составит 8,6 кВ, загрузка Т-2 ПС 35 кВ «Урожай» составит 127 процентов, загрузка Т-2 ПС 110 кВ «Техникум» составит 140 процентов. Использование устройств РПН на ПС 110 кВ «Техникум» и ПС 35 кВ «Урожай» позволит поднять напряжение на шинах 10 кВ ПС 35 кВ «Урожай» до значений, не превышающих 9,7 кВ.

В связи с недопустимой перегрузкой трансформаторов на ПС 110 кВ «Техникум» и ПС 35 кВ «Урожай» и низкими уровнями напряжения на ПС 35 кВ «Урожай» в ремонтных и послеаварийных режимах требуется реконструкция сети 35 кВ со строительством ВЛ 35 кВ параллельного следования от вновь устанавливаемой ячейки в РУ 35 кВ ПС 110 кВ «Лютово» до вновь устанавливаемой ячейки в РУ 35 кВ ПС 35 кВ «Урожай» общей протяженностью 5,5 километра, сечением 95 кв. мм и замена трансформаторов на ПС 35 кВ «Урожай» 2×4 МВА на трансформаторы $2 \times 6,3$ МВА.

Выполнение указанных мероприятий позволит перевести ПС 35 кВ «Урожай» на питание от ПС 110 кВ «Лютово» как в нормальном, так и в ремонтных и послеаварийных режимах, что в свою очередь повысит надежность электроснабжения и позволит обеспечить качество электроэнергии на соединительных шинах 10 кВ ПС 35 кВ «Урожай», соответствующее требованиям действующих стандартов.

Реконструкция по рассматриваемому варианту позволит отказаться от более затратных мероприятий по замене трансформаторов на ПС 110 кВ «Техникум» 2 × 10 МВА на трансформаторы 2 × 16 МВА и увеличению сечения провода существующих ВЛ 35 кВ (38,9 километра).

Результаты расчетов режимов после выполнения реконструкции.

В режиме отключения (вывода в ремонт) Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ «Техникум» нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 100 процентов.

В режиме отключения (вывода в ремонт) ВЛ 35 кВ «Урожайная» напряжение на шинах 10 кВ ПС 35 кВ «Урожай» составит 10,1 кВ.

В режиме отключения (вывода в ремонт) Т-1 ПС 35 кВ «Урожай» напряжение на шинах 10 кВ ПС 35 кВ «Урожай» составит 9,9 кВ, нагрузка Т-2 ПС 35 кВ «Урожай» – 95 процентов.

Проектом реконструкции ПС предусматриваются:

- замена трансформаторов 35 кВ 2 × 4 МВА на трансформаторы 2 × 6,3 МВА;
- строительство ВЛ 35 кВ.

6.9. Реконструкция ПС 35 кВ «Заволжская» с заменой трансформаторов 2 × 10 МВА на трансформаторы 2 × 16 МВА (в соответствии с пунктом 1.2 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Фактическая максимальная нагрузка при замерах мощности на ПС 35 кВ «Заволжская», проведенных 22.01.2015, составила 10,5 МВА.

В настоящее время филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» заключены договоры с потребителями на технологическое присоединение к ПС 35 кВ «Заволжская» электрооборудования общей мощностью 3,5 МВт.

Исходя из этого, в послеаварийном режиме максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 145 процентов. Возможность перевода части нагрузки на другой центр питания отсутствует.

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 10 МВА на трансформаторы 16 МВА.

6.10. Реконструкция ПС 35 кВ «Глебово» с заменой трансформатора 4 МВА на трансформаторы 6,3 МВА, реконструкция РУ 35 кВ и реконструкция 2-й цепи ВЛ 35 кВ (АС-95, 10,4 километра) вдоль существующей ВЛ 35 кВ «Переславль – Кибернетик» и далее по трассе ВЛ 35 кВ «Глебовская» (в соответствии с пунктами 1.3, 1.17 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

6.10.1. Необходимость реконструкции сети возникла при существующих уровнях нагрузок в связи с недостаточной пропускной способностью сети 35 кВ (недопустимо низкие уровни напряжения в сети 35 кВ и на секции шин 6 – 10 кВ ПС в послеаварийных и ремонтных режимах), необходимостью увеличения надежности в сети 35 кВ и обеспечения требуемого качества электроэнергии у потребителей.

6.10.2. Наиболее тяжелый режим зимнего максимума нагрузки 2017 года (потребление энергосистемы Ярославской области – 1408 МВт):

6.10.2.1. Вывод в ремонт ВЛ 35 кВ «Глебовская»:

- токовая нагрузка ВЛ 35 кВ «Нила – Купань» составляет 255 А (допустимая – 167 А);

- токовая нагрузка ВЛ 35 кВ «Нагорьевская» составляет 179 А (допустимая – 116 А);

- напряжение в сети 35 кВ в районе ПС 35 кВ «Глебово» снижается до 25 кВ, на ПС 35 кВ «Глебово» составляет менее 9 кВ (расчетное напряжение – 7,3 кВ), на ПС 35 кВ «Батьки» – менее 5,4 кВ (расчетное напряжение – 5 кВ), на ПС 35 кВ «Нагорье» – 9,1 кВ, на ПС 35 кВ «Сараево» – менее 9 кВ (расчетное напряжение – 8,9 кВ).

Выполнение ремонта оборудования в период зимних и близких к зимним нагрузок (с сентября по май) невозможно по причине снижения напряжения в сети 6 – 10 кВ, 35 кВ ниже допустимых значений.

В режиме летнего максимума нагрузки 2017 года при потреблении энергосистемы Ярославской области 1040 МВт:

- напряжение в сети 35 кВ в районе ПС 35 кВ «Глебово» снижается до 28 кВ, на ПС 35 кВ «Глебово» составляет менее 9 кВ (расчетное напряжение – 8,3 кВ), на ПС 35 кВ «Батьки» – менее 5,4 кВ (расчетное напряжение – 5,3 кВ), на ПС 35 кВ «Нагорье» – 9,3 кВ, на ПС 35 кВ «Сараево» – 9,1 кВ.

Для работы в установленном нормативном режиме напряжения электрической сети требуется регулирование напряжения на ПС 110 кВ «Нила», ПС 35 кВ «Нагорье», ПС 35 кВ «Батьки», ПС 35 кВ «Глебово», перевод ПС 35 кВ «Сараево» по сети 35 кВ на питание от ПС «Углич».

Реализация всех указанных мероприятий по регулированию напряжения электрической сети позволит поднять напряжение на Т-1 ПС 35 кВ «Глебово» до значений не менее 9,3 кВ.

Вывод в ремонт ВЛ 35 кВ «Глебовская» при существующей конфигурации сети и уровнях нагрузок без ограничения потребителей невозможен.

6.10.2.2. Вывод в ремонт Т-2 ПС 35 кВ «Глебово».

Фактическая максимальная нагрузка ПС 35 кВ «Глебово» при замерах мощности, проведенных 22.01.2015, составила 4,21 МВА. Расчетная мощность с учетом вновь подключаемых потребителей составит 7,17 МВА. Возможность перевода части нагрузки на другой центр питания отсутствует.

Реализация проекта реконструкции сети позволит обеспечить возможность вывода в ремонт ВЛ 35 кВ «Глебовская» и трансформатора Т-2 ПС 35 кВ «Глебово» без ограничения потребителей, повысить надежность электроснабжения потребителей.

Проектом реконструкции ПС предусматриваются:

- замена трансформатора 4 МВА на трансформатор 6,3 МВА;
- реконструкция РУ 35 кВ;
- строительство 2-й цепи ВЛ 35 кВ (10,4 километра).

6.11. Реконструкция ПС 35 кВ «Ватолино» с заменой трансформаторов 2 × 4 МВА на 2 × 6,3 МВА (в соответствии с пунктом 1.5 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 35 кВ «Ватолино» при замерах мощности, проведенных 08.01.2017, составила 5,92 МВА. Возможность перевода части нагрузки на другой центр питания отсутствует.

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 4 МВА на трансформаторы 6,3 МВА.

6.12. Реконструкция ПС 35 кВ «Кулаково» с заменой трансформаторов $2 \times 2,5$ МВА на трансформаторы 2×4 МВА (в соответствии с пунктом 1.6 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 35 кВ «Кулаково» при замерах мощности, проведенных 02.09.2016, составила 3,8 МВА. Перегрузка оставшегося в работе трансформатора в случае аварийного отключения другого превышает допустимую.

Проектом реконструкции предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 2,5 МВА на трансформаторы 4 МВА.

6.13. Реконструкция ПС 35 кВ «Прибрежная» с заменой трансформаторов 2×10 МВА на трансформаторы 2×16 МВА (в соответствии с пунктом 1.9 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Фактическая максимальная нагрузка при замерах мощности, проведенных 28.01.2014, составила 12,45 МВА. Возможность перевода части нагрузки на другой центр питания отсутствует.

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 10 МВА на трансформаторы 16 МВА.

6.14. Реконструкция ПС 35 кВ «Скоморохово» с заменой трансформаторов $2 \times 1,6$ МВА на трансформаторы $2 \times 2,5$ МВА (в соответствии с пунктом 1.10 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Фактическая максимальная нагрузка при замерах мощности, проведенных 07.01.2017, составила 1,77 МВА. Возможность перевода части нагрузки на другой центр питания отсутствует.

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 1,6 МВА на трансформаторы 2,5 МВА.

6.15. Реконструкция ПС 35 кВ «Купань» с заменой трансформаторов $4 \times 2,5$ МВА на трансформаторы $2 \times 6,3$ МВА (в соответствии с пунктом 1.11 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Фактическая максимальная нагрузка при замерах мощности, проведенных 08.01.2017, составила 4,44 МВА. Возможность перевода части нагрузки на другой центр питания отсутствует.

Проектом предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 4 МВА на трансформаторы 6,3 МВА.

6.16. Реконструкция ПС 35 кВ «Машприбор» с заменой трансформаторов $2 \times 6,3$ МВА на трансформаторы 2×10 МВА (в соответствии с пунктом 1.12 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Фактическая максимальная нагрузка при замерах мощности, проведенных 09.01.2017, составила 6,53 МВА.

Расчетная мощность с учетом вновь подключаемых потребителей составит 9,33 МВА. Перегрузка оставшегося в работе трансформатора в случае аварийного отключения другого превышает допустимую.

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 6,3 МВА на трансформаторы 10 МВА.

6.17. Реконструкция ПС 110 кВ «Новоселки» (трансформатор 40 МВА), ПС 110 кВ «Чайка» (трансформатор 25 МВА). Перемещение одного трансформатора (в соответствии с пунктом 1.15 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ «Чайка» при замерах мощности, проведенных 31.01.2018, составила 19,25 МВА. Расчетная мощность с учетом вновь подключаемых потребителей составит 37,52 МВА. Перегрузка оставшегося в работе трансформатора в случае аварийного отключения другого превышает допустимую.

Проектом реконструкции ПС предусматриваются:

- перемещение трансформатора Т-2 25 МВА с ПС 110 кВ «Чайка» на ПС 110 кВ «Новоселки»;
- перемещение трансформатора Т-1 40 МВА с ПС 110 кВ «Новоселки» на ПС 110 кВ «Чайка».

6.18. Реконструкция ПС 35 кВ «Нексанс» (трансформаторы 2×10 МВА), ПС 35 кВ «Дубки» (трансформаторы $2 \times 6,3$ МВА). Перемещение трансформаторов (в соответствии с пунктом 1.16 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 35 кВ «Дубки» при замерах мощности, проведенных 12.01.2016, составила 8,78 МВА. Возможность перевода части нагрузки на другой центр питания отсутствует.

Проектом реконструкции ПС предусматриваются:

- перемещение трансформаторов Т-1 и Т-2 6,3 МВА с ПС 35 кВ «Дубки» на ПС 35 кВ «Нексанс»;
- перемещение трансформаторов Т-1 и Т-2 10 МВА с ПС 35 кВ «Нексанс» на ПС 35 кВ «Дубки».

6.19. Реконструкция ПС 35 кВ «Ананьино» (трансформаторы $2 \times 2,5$ МВА), ПС 35 кВ «Семибратово» (трансформатор 4 МВА), ПС 35 кВ «Борок» (трансформатор 4 МВА). Перемещение трансформаторов (в соответствии с пунктом 1.13 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 35 кВ «Ананьино» при замерах мощности, проведенных 07.01.2017, составила 2,8 МВА. Расчетная мощность с учетом вновь подключаемых потребителей составит 3,42 МВт. Возможность перевода части нагрузки на другой центр питания отсутствует.

Проектом реконструкции ПС предусматриваются:

- перемещение трансформаторов Т-1 и Т-2 2,5 МВА с ПС 35 кВ «Ананьино» на ПС 35 кВ «Семибратово» и ПС 35 кВ «Борок»;
- перемещение трансформаторов 4 МВА с ПС 35 кВ «Семибратово» и ПС 35 кВ «Борок» на ПС 35 кВ «Ананьино».

6.20. Реконструкция ПС 35 кВ «Соломидино» (трансформатор 1 × 2,5 МВА), ПС 35 кВ «Семибратово» (трансформатор 1 × 4 МВА). Перемещение трансформаторов (в соответствии с пунктом 1.14 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 35 кВ «Соломидино» при замерах мощности, проведенных 07.01.2017, составила 2,6 МВА.

Расчетная мощность с учетом вновь подключаемых потребителей составит 3,3 МВА. Возможность перевода части нагрузки на другой центр питания отсутствует.

Проектом реконструкции ПС предусматриваются:

- перемещение трансформатора 2,5 МВА с ПС 35 кВ «Соломидино» на ПС 35 кВ «Семибратово»;

- перемещение трансформаторов 4 МВА с ПС 35 кВ «Семибратово» на ПС 35 кВ «Соломидино».

6.21. Реконструкция ПС 110 кВ «Залесье» с заменой трансформаторов 2 × 10 МВА на трансформаторы 2 × 16 МВА (в соответствии с пунктом 1.19 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 «Залесье» по итогам замеров, проведенных 09.01.2017, составила 9,033 МВА.

Суммарная нагрузка АО «Ярославский бройлер» от ПС 110 кВ «Залесье» и ПС 35 кВ «Знамово» по данным замеров максимальных нагрузок ОЗП 2016 – 2017 гг. составляет 4,048 МВт (4,334 МВА).

Максимальная мощность АО «Ярославский бройлер» согласно действующим актам об осуществлении технологического присоединения составляет 4,88 МВт: 4,6 МВт (акт от 19.07.2016 № 81163216) и 0,28 МВт (акт от 19.07.2016 № 81178203), что соответствует 5,247 МВА.

Таким образом, при использовании АО «Ярославский бройлер» в полном объеме максимальной разрешенной мощности по действующим актам ТП максимальная нагрузка по ПС 110 кВ «Залесье» увеличится и составит 9,946 МВА.

Суммарная мощность по договорам технологического присоединения, находящимся на исполнении, и актам технологического присоединения за 2017 г. с учетом коэффициентов одновременности составляет: ПС 110 кВ «Залесье» – 0,265 МВт (0,298 МВА).

Коэффициент загрузки по току обмоток 110 кВ трансформаторов ПС 110 кВ «Залесье» в послеаварийных и ремонтных режимах с учетом перспективной нагрузки и роста нагрузки АО «Ярославский бройлер» до максимальной разрешенной нагрузки по действующим актам технологического присоединения составит 107 процентов. Возможность перевода части нагрузки на другой центр питания отсутствует.

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 10 МВА на трансформаторы 16 МВА.

Необходимость решения проблемы обеспечения развития производства АО «Ярославский бройлер» отмечена по результатам совещаний, проводимых в рамках Дней ПАО «Россети» в Ярославской области.

В результате Правительство области приняло решение о включении в Программу и в инвестиционную программу филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» проведение в 2018 – 2019 годах реконструкции ПС 110 кВ «Залесье» с заменой трансформаторов. В 2018 году планируется разработка проектно-сметной документации, в 2019 году – выполнение работы по реконструкции ПС.

Необходимость строительства филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» новых питающих линий 10 кВ к энергопринимающим устройствам АО «Ярославский бройлер» электросетевая организация определяет в рамках договора технологического присоединения в установленном порядке исходя из перспективной нагрузки и максимальной мощности по точкам присоединения на ПС 110 кВ «Залесье» и ПС 35 кВ «Знамово».

6.22. Реконструкция ВЛ 35 кВ «Филинская-2» со строительством участка ВЛ 35 кВ до ПС 35 кВ «Лесные Поляны» (2,64 километра) и реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ «Лесные Поляны» (в соответствии с пунктом 1.18 подраздела 1 раздела II таблицы 33).

Отключение или вывод в ремонт ВЛ 35 кВ «Филинская-1» с учетом перевода части потребителей на резервные схемы электроснабжения приводит к ограничению потребителей в объеме 4,6 МВт.

Реализация проекта позволит обеспечить возможность вывода в ремонт ВЛ 35 кВ «Филинская-1» без ограничения потребителей.

Проектом реконструкции ВЛ и ПС предусматриваются:

- продление ВЛ 35 кВ «Филинская-2» до ПС 35 кВ «Лесные Поляны» на 2,64 километра;

- реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ «Лесные Поляны».

6.23. Реконструкция ПС 110 кВ «Устье» с заменой трансформаторов 2×10 МВА на 2×10 МВА (в соответствии с пунктом 1.4 раздела 1 таблицы 35).

Трансформатор Т-1 в эксплуатации 50 лет (год выпуска – 1966), Т-2 в эксплуатации 49 лет (год выпуска – 1967). Имелись неоднократные нарушения в работе переключающего устройства. Выполнялись ремонтные работы, положительные результаты не достигнуты. Имеются протечки масла из-за старения уплотнительной резины (протяжке не поддается). Вводы 110 кВ негерметичные, неоднократно менялись по результатам испытаний.

Проектом предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 10 МВА на трансформаторы 10 МВА.

6.24. Реконструкция ВЛ 110 кВ «Моторная – Инженерная» (в соответствии с пунктом 1.2 раздела 1 таблицы 35).

Реконструкции подлежит участок ВЛ 110 кВ от опоры № 20 до опоры № 45 протяженностью 3 километра со сроком службы 77 лет.

На данной ВЛ 110 кВ имели место серьезные технологические нарушения, связанные со старением оборудования. Реконструкция ВЛ 110 кВ позволит снизить аварийность и затраты на эксплуатацию.

Проектом реконструкции ВЛ предусматриваются:

- демонтаж существующих металлических опор и фундаментов;
- замена всех металлических опор, провода, грозозащитного троса, изоляторов, арматуры.

6.25. Реконструкция ВЛ 110 кВ «Восточная-1,2». Замена опор № 43, № 44, № 53 и замена провода (в соответствии с пунктом 1.3 раздела 1 таблицы 35).

ВЛ 110 кВ введены в эксплуатацию в 1950 году. В 2002 году проведено техническое обследование опор ВЛ 110 кВ «Восточная-1,2», по результатам которого рекомендовано проведение реконструкции. На указанной ВЛ произошли следующие технологические нарушения, связанные со старением оборудования: в 2000 году – обрыв провода, в 2005 году – обрыв грозотроса.

Проектом реконструкции ВЛ предусматриваются:

- замена дефектных и не подлежащих ремонту опор № 43, № 44, № 53;
- замена провода на анкерных участках № 42-45 и № 51-54. Замена провода 12 километров.

6.26. Реконструкция ВЛ 110 кВ «Перекоп – Северная с отпайкой на ПС Ярославль-Главный», ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Перекоп», ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Северная с отпайками» (в соответствии с пунктом 1.5 раздела 1 таблицы 35).

ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Северная с отпайками» (годы строительства – 1948 и 1964), ВЛ 110 кВ «Перекоп – Северная с отпайкой на ПС Ярославль-Главный» (годы строительства – 1948 и 1964), ВЛ 110 кВ «ТЭЦ-3 – Перекоп» (год строительства – 1964).

По данным ЛЭП имеются многочисленные неисправности, связанные с продолжительной эксплуатацией и воздействием внешней среды: глубокая коррозия элементов опор, дефекты и коррозия сварных соединений металлических частей, местами сквозная коррозия, деформация отдельных частей опор, трещины и разрушения фундаментов и опор, повреждение и коррозия проводов и грозозащитных тросов, арматуры, гаек, замков и шпиллингов, разрушение коррозией контура заземляющего устройства.

Проектом реконструкции ЛЭП предусматриваются:

- замена металлических опор;
- замена провода;
- замена линейной арматуры ВЛ.

6.27. Реконструкция ПС 35 кВ «Варегово» с переводом на 35/10 кВ с заменой трансформаторов (10 кВ) 2,5 МВА и 1,6 МВА на трансформаторы 2 × 1,6 МВА и демонтажем трансформатора (6 кВ) 1,6 МВА (в соответствии с пунктом 1.1 раздела 1 таблицы 35).

Необходимость выполнения реконструкции обусловлена:

- наличием неустраняемых дефектов;
- нарушением экологических норм и правил пожарной безопасности (отсутствие маслосборных и маслоприемных устройств силовых трансформаторов);
- отсутствием возможности наладки автоматики управления устройствами РПН (отсутствие устройств РПН Т-1, Т-2, наличие дефектов устройств РПН Т-3), что влияет на качество напряжения;

- опасностью поражением электрическим током при работах в нулевом пролете питающих ВЛ 35 кВ в связи с питанием Т-1 по шинному мосту 35 кВ.

Перевод потребителей, питающихся от Т-1 35/6 кВ, на напряжение 10 кВ позволит обеспечить резервирование питания по низшему классу напряжения от Т-2.

Проектом реконструкции ПС предусматриваются:

- демонтаж Т-1 35/6 кВ 1,6 МВА;
- замена трансформатора Т-2 35/10 кВ 1,6 МВА на 1,6 МВА;
- замена трансформатора Т-3 35/10 кВ 2,5 МВА на 1,6 МВА.

7. Модернизация систем централизованного теплоснабжения с учетом развития когенерации

Для развития когенерационной энергетики Правительством области создана компания-оператор АО «ЯГК», которая реализует проекты по замещению неэффективных котельных ПГУ или газотурбинных установок и модернизации существующих котельных на базе газопоршневых установок.

В 2018 году запланирован ввод в работу ПГУ – ТЭС – 52 МВт в г. Тутаеве.

В рамках заключенного Соглашения о сотрудничестве между ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и Правительством области планируется строительство ПГУ – 230 МВт в г. Рыбинске (микрорайоне Веретье) взамен тепловых мощностей в г. Рыбинске (микрорайоне Веретье и пос. Волжском).

8. Развитие электросетевого комплекса в части перехода к «цифровым сетям»

8.1. Основой перехода электросетевых организаций к работе с использованием «цифровых сетей» является единая телекоммуникационная инфраструктура, выполненная на базе современных технологий. Предлагается осуществлять мониторинг всех процессов как можно ближе к источникам информации, передавать полученные данные во все подсистемы посредством волоконно-оптических линий связи и виртуализировать большинство функций, выполняемых на ПС. Таким образом, все измерительные устройства становятся источниками информации, а все встроенные интеллектуальные электронные устройства ее потребителями.

В данных целях планируется осуществить переход к цифровым ПС классов напряжения 110 (220) кВ и выше (при необходимости 35 кВ и ниже), принципиальным техническим требованием к которым является поддержка цифрового обмена данным между устройствами с возможностью интеграции в единую информационную систему управления.

В данных целях планируется осуществить:

- модернизацию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше;

- модернизацию и автоматизацию электрических сетей напряжением 6 – 10 кВ;

- модернизацию системы оперативно-ситуационного управления, включая систему АСТУ (77 ПС – 35 – 110 только в 2018 году, 14 ДП РЭС);

- автоматизацию учета электрической энергии;

- обеспечить реализацию проектов «Цифровая ПС» и «Цифровой РЭС»;

- создать «Цифровые ЦУС» и «Цифровые ЦОП».

В качестве пилотного проекта предлагается строительство цифрового ЦУС.

Реализация проекта позволит осуществлять:

- управление цифровым РЭС в соответствии с целевой моделью функционирования оперативно-технологического управления распределительной сетью 0,4 – 10 кВ;

- управление основной сетью 35 – 110 кВ;

- управление распределительной сетью 0,4 – 10 кВ;

- управление наружным освещением Ярославской области, в рамках проекта «безопасный город»;

- управление счетчиками электрической энергии на всей территории области, что практически исключит потери энергии;

- управление зарядными станциями для электромобилей, как следствие развитие электротранспорта и улучшение экологии региона.

Наблюдение за всеми объектами электросетевого хозяйства региона в режиме online, что повысит безопасность технологического процесса передачи и распределения электроэнергии. Данный проект планируется реализовать в рамках инвестиционной программы филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго». Планируемый срок реализации – 2019 – 2022 годы.

8.2. Программы развития АСТУ.

Для повышения наблюдаемости и управляемости объектов филиалов в ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» разработана Программа развития АСТУ ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», утверждена Советом директоров ПАО «МРСК Центра», которая предусматривает оснащение цифровыми каналами связи и автоматизированными системами диспетчерского управления 77 подстанций 35 – 110 кВ и 14 диспетчерских пунктов РЭС.

В программу вошли следующие объекты:

- ПС 35 кВ: «Алешкино», «Ананьино», «Аниково», «Арефино», «Батьки», «Белое», «Береговая», «Берендеево», «Большое Село», «Брейтово», «Ватолино», «Ведерники», «Варегово», «Великовская», «Великое Село», «Волна», «Вошажниково», «Вятское», «Глебово», «Горелово», «Горинская», «Горки», «Григорьевское», «Дмитрианово», «Дорожаево», «Дубки», «Дыбино», «Ермаково», «Керамик», «Келноть», «Кибернетик», «Клементьево», «Климатино», «Князево», «Коза», «Красное», «Курба», «Лесные Поляны», «Марково», «Матвеево», «Милошино», «Михайловское», «Мокеиха», «Нагорье», «Новое Село», «Обнора», «Песочное», «Покров», «Поречье», «Пружинино», «Путятино-тяговая», «Раменье», «Рождественно», «Сараево», «Селифонтово», «Семибратово», «Середа», «Сить»,

«Скоморохово», «Соломидино», «Ставотино», «Сутка», «Троица», «Урусово», «Филимоново», «Чебаково», «Ширинье», «Щедрино», «Щурово»;

- ПС 110 кВ: «Борисоглеб», «Веретье», «Киноплёнка», «Орион», «Васильково», «Нила», «Плюски», «Юрьевская слобода».

АСТУ создаются в Большесельском, Борисоглебском, Брейтовском, Гаврилов-Ямском, Даниловском, Любимском, Первомайском, Пошехонском, Тутаевском, Углическом, Некрасовском, Ростовском, Ярославском, Переславском муниципальных районах.

Цифровизация сети даст возможность региону значительно улучшить производственные и финансово-экономические показатели, стать более привлекательным для инвесторов и повысить капитализацию.

Эффективность проекта цифровизации объектов электросетевого хозяйства Ярэнерго в полной мере возможна и ожидаема только при комплексной реализации, единым проектом.

В инвестиционной программе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» 2018 – 2022 гг. предусмотрена модернизация ряда подстанций и диспетчерских пунктов районов электрических сетей в части реконструкции существующей системы АСУ ТП (телемеханика, релейная защита и автоматика, учет электроэнергии, первичное оборудование), направленная на внедрение элементов цифровых электрических сетей, поддерживающих цифровой обмен данными, что является первым этапом на пути к активно-адаптивной сети.

Таблица 37

Перечень объектов, включенных в Программу в рамках работ по модернизации АСУ ТП

№ п/п	Объект	Год реализации	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
1	2	4	5	6
1.	ПС 110 кВ «Северная»	2018	монтаж цифровых регистраторов аварийных процессов с организацией передачи данных на сервер РЗА	повышение наблюдаемости сети, повышение качества расследования технологических нарушений
2.	ПС 110 кВ «Шестихино»	2018		
3.	ПС 110 кВ «Алтыново»	2018		

1	2	4	5	6
4.	ПС 110 кВ «Халдеево»	2019		
5.	ПС 110 кВ «Ростов»	2019		
6.	ПС 110 кВ «Левобережная»	2019		
7.	ПС 110 кВ «Пречистое»	2019	замена резервных защит ВЛ 110 кВ на микропроцессорные	уменьшение затрат на эксплуатацию
8.	ПС 110 кВ «Ростов»	2019		
9.	ПС 110 кВ «Аббакумцево»	2020	монтаж цифровых регистраторов аварийных процессов с организацией передачи данных на сервер РЗА	повышение наблюдаемости сети, повышение качества расследования технологических нарушений
10.	ПС 110 кВ «Углич»	2020		
11.	ПС 110 кВ «Алтыново»	2020	замена резервных защит ВЛ 110 кВ на микропроцессорные	уменьшение затрат на эксплуатацию
12.	ПС 110 кВ «НПЗ»	2021	монтаж цифровых регистраторов аварийных процессов с организацией передачи данных на сервер РЗА	повышение наблюдаемости сети, повышение качества расследования технологических нарушений
13.	ПС 110 кВ «Нила»	2021		
14.	ПС 110 кВ «Борисоглеб»	2021		
15.	ПС 110 кВ «Ярцево»	2021	замена основных и резервных защит ВЛ 110 кВ на микропроцессорные	уменьшение затрат на эксплуатацию
16.	ПС 110 кВ «Восточная»	2021		
17.	ПС 110 кВ «Переславль»	2022		

9. Роль развития энергетики в Ярославской области

Развитие энергетики Ярославской области рассматривается не только как инфраструктурное обеспечение функционирования других отраслей экономики, но и как самостоятельное стратегическое направление социально-экономического развития региона.

Возрастание роли развития энергетической инфраструктуры в регионе обусловлено:

- развитием ведущих секторов промышленности, транспортного комплекса и других отраслей экономики, строительством новых объектов, приводящим к постоянному увеличению спроса на электроэнергию;
- снижением трудоемкости промышленного производства, связанным, как правило, с ростом электровооруженности труда и энергооснащенности основных производственных фондов;
- ростом потребления электрической и тепловой энергии в коммунально-бытовом секторе.

Приоритетными направлениями развития энергетики Ярославской области являются:

- повышение надежности энергообеспечения промышленности, транспорта, жилищно-коммунального комплекса и других секторов экономики и обеспечение энергобезопасности Ярославской области;
- наращивание объемов генерации на основе комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, развитие сетевого хозяйства и обеспечение потребителей электроэнергией в достаточном объеме при одновременном стимулировании энергосбережения во всех отраслях экономики;
- обеспечение баланса интересов поставщиков и потребителей энергии при формировании тарифов на энергоресурсы;
- развитие конкуренции на розничных рынках электрической, тепловой энергии и энергоресурсов и обеспечение возможности выбора потребителем поставщика из ряда альтернативных вариантов;
- сокращение потерь энергоресурсов при их производстве и реализации;
- использование альтернативных, возобновляемых и местных видов энергоресурсов, в том числе промышленных отходов;
- использование инновационного потенциала сектора авиационного двигателестроения и энергетики, создание газопоршневых установок на основе двигателей машиностроительных предприятий региона для надстройки паросилового оборудования газотурбинными и газопоршневыми установками, что обеспечивает снижение удельного расхода топлива на генерацию электрической и тепловой энергии, позволяет повысить отпуск тепловой энергии и выработку электроэнергии на теплофикационной составляющей.

V. Финансирование мероприятий Программы

Финансирование мероприятий Программы будет осуществляться из внебюджетных источников за счет средств на реализацию инвестиционных программ субъектов энергетики – филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС, филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», ПАО «ТГК-2», филиала ПАО «Федеральная гидрогенерирующая компания РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС», территориальных сетевых организаций, теплоснабжающих организаций.

VI. Механизм реализации Программы

1. Основными исполнителями Программы являются субъекты энергетики, осуществляющие хозяйственную деятельность на территории Ярославской области.

Субъектами энергетики являются лица, осуществляющие деятельность в сфере электроэнергетики, в том числе производство электрической, тепловой энергии и мощности, приобретение и продажу электроэнергии и мощности, энергоснабжение потребителей, оказание услуг по передаче электроэнергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электроэнергии (мощности), организацию купли-продажи электроэнергии и мощности.

2. Контроль за исполнением Программы осуществляет Правительство области.

3. Департамент жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и регулирования тарифов Ярославской области в рамках реализации Программы осуществляет следующие полномочия:

3.1. Утверждает инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, отнесенных к числу субъектов, инвестиционные программы которых утверждаются и контролируются органами исполнительной власти Ярославской области, и осуществляет контроль за реализацией таких программ в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики».

3.2. Готовит проекты заключений о согласовании инвестиционных программ территориальных сетевых организаций, отнесенных к числу субъектов, инвестиционные программы которых утверждаются и контролируются федеральными органами исполнительной власти, а также участвует в осуществлении контроля за реализацией таких программ.

3.3. Организует работу по разработке Программы.

4. Штаб по обеспечению безопасности электроснабжения при Правительстве области осуществляет оперативную работу по координации деятельности субъектов энергетики в рамках исполнения Программы.

5. Органы местного самоуправления муниципальных образований

области отвечают за координацию работ по разработке схем электроснабжения распределительных сетей 6 – 10 кВ на территории соответствующих муниципальных образований области.

VII. Заключительные положения

Программа будет использована в качестве основы для:

- разработки схем выдачи мощности от генерирующих источников, находящихся в регионе;

- разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний, осуществляющих свою деятельность на территории Ярославской области.

Результаты расчетов электрических режимов электрической сети 35 – 110 кВ приведены в приложении 2 к Программе.

Региональные задачи развития электроэнергетики Ярославской области приведены в приложении 3 к Программе.

Список используемых сокращений

- АО – акционерное общество
- АСТУ – автоматизированная система телеуправления
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами
- ВЛ – воздушная линия
- ВЛЭП – воздушная линия электропередачи
- ГПП – главная понизительная подстанция
- ГРЭС – государственная районная электростанция
- ГТД-6РМ – маркировка газотурбинного двигателя
- ГТЭ – газовая турбина энергетическая
- ГТЭС – газотурбинная станция
- ГЭС – гидроэлектростанция
- ДП – диспетчерский пункт
- ЗАО – закрытое акционерное общество
- ЗТП – закрытая трансформаторная подстанция
- Ивановские ПГУ – филиал открытого акционерного общества «ИНТЕР
- РАО – Электрогенерация» – «Ивановские ПГУ»
- Интер РАО ЕЭС – энергетический холдинг
- КВЛ – кабельные воздушные линии
- КЗ – короткозамкатели
- КЛ – кабельная линия
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция
- ЛЭП – линия электропередачи
- МРСК Центра – Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра
- НПО – научно-производственное объединение

- ОАО – открытое акционерное общество
ОЗП – осенне-зимний период
ООО – общество с ограниченной ответственностью
ОРУ – открытое распределительное устройство
ПАО – публичное акционерное общество
ПБВ – переключение напряжения при отключенном трансформаторе
ПГУ – парогазовая установка
ПМЭС – предприятие магистральных электрических сетей
ПС – подстанция
ПТ – паровая турбина
РЖД – Российские железные дороги
РЗА – релейная защита и автоматика
РПН – регулирование под нагрузкой
РТИ – открытое акционерное общество «Ярославский завод резиновых технических изделий»
РУ – распределительное устройство
РЭС – район электрических сетей
СиПР ЕЭС России – схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы
СНТ – садоводческое некоммерческое товарищество
Т-1, Т-2, Т-3 – маркировка силовых трансформаторов на схемах энергосистемы Ярославской области
ТГ3, ТГ4 – турбины № 3 и № 4 Ярославской ТЭЦ-1
ТГК-2 – Территориальная генерирующая компания № 2
ТП – трансформаторная подстанция
ТРК – диспетчерское наименование подстанции
ТСО – территориальная сетевая организация
ТЭС – теплоэлектростанция
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
УЕ – условная единица объема обслуживания оборудования электросетевых организаций (применяется для определения необходимого количества эксплуатационного персонала)
ФСК ЕЭС – Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы
ЦОП – центр обслуживания потребителей
ЦУС – центр управления электрическими сетями
ЭГВ – элегазовый выключатель
ЯГК – Ярославская генерирующая компания

СХЕМА
развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы
Ярославской области на 2018 – 2022 годы

1. Цели, задачи и принципы разработки Схемы развития
электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области
на 2018 – 2022 годы

Основными целями разработки Схемы развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2018 – 2022 годы (далее – Схема) являются:

- развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;
- формирование стабильных благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Основными задачами формирования Схемы являются:

- обеспечение баланса между производством и потреблением электрической энергии и мощности, в том числе предотвращение возникновения ограничения пропускной способности электрических сетей;
- скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;
- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ территориального планирования и схем перспективного развития электроэнергетики;
- разработка технических мероприятий, обеспечивающих надежную и устойчивую работу энергосистемы в нормальных и послеаварийных режимах;
- выявление объемов строительства, реконструкции и демонтажа устаревшего оборудования электросетевых объектов и электростанций;
- создание информационной базы для разработки Схемы и последующего обоснования по отдельным объектам в процессе дальнейшего проектирования электросетевых объектов.

При разработке Схемы соблюдались основные принципы и требования к схемам сети:

- обеспечение необходимой надежности электропитания потребителей;
- обеспечение экономичности развития и функционирования электрических сетей с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими;
- комплексное электроснабжение существующих и перспективных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности;
- экономическая эффективность решений, предлагаемых в схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, основанная на оптимизации режимов работы Единой энергетической системы России;
- применение новых технологических решений при формировании долгосрочных схем и программ перспективного развития электроэнергетики;
- координация схем и программ перспективного развития электроэнергетики и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
- скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;
- скоординированное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- возможность преобразования схемы на всех этапах развития сети с минимальными затратами для достижения конечных схем и параметров линий и ПС;
- целесообразность многофункционального назначения вновь сооружаемых линий.

Схема выполнена в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 г. № 281 «Об утверждении Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем»;
- нормы технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35 – 750 кВ СТО 56947007-29.240.55.016-2008, утвержденные приказом ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» от 24.10.2008 № 460 «Об утверждении норм технологического проектирования ВЛ электропередачи напряжением 35 – 750 кВ»;
- нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ СТО 56947007-29.240.10.028-2009, утвержденные приказом ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» от 16.06.2006 № 187 «Об утверждении норм технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ».

При разработке Схемы использованы отчетные данные филиала АО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Регионального диспетчерского управления энергосистемы Ярославской области, филиала ПАО «РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС», филиала ПАО

«Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Валдайского предприятия магистральных электрических сетей, филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», ПАО «ТГК-2».

Схема сформирована на основании:

- схемы и программы развития Единой энергетической системы России;

- прогноза спроса на электрическую энергию и мощность;

- инвестиционных программ субъектов энергетики;

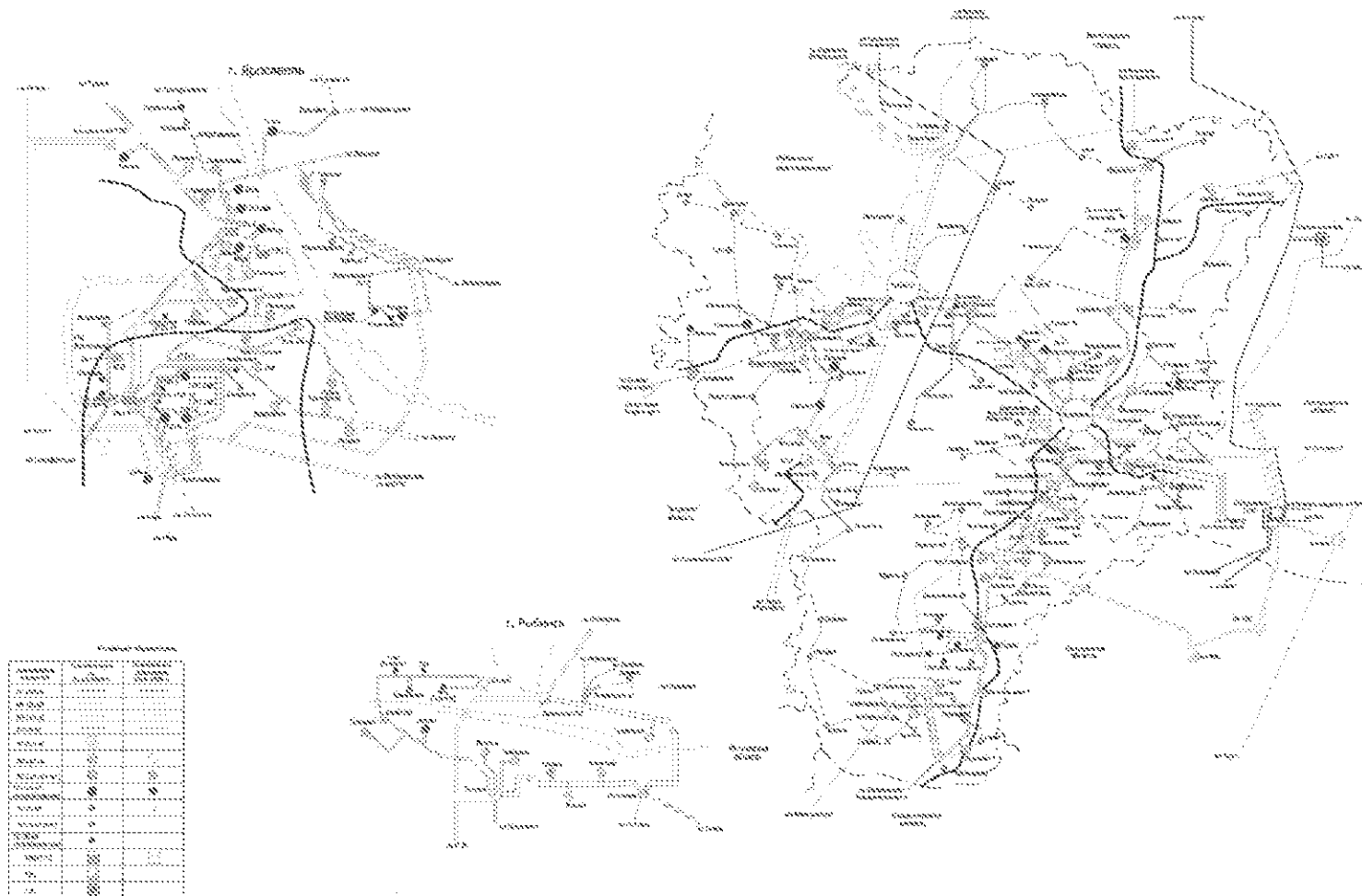
- предложений системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для субъектов Российской Федерации, а также предложений сетевых организаций и органов исполнительной власти Ярославской области по развитию электрических сетей и объектов генерации;

- сведений о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей.

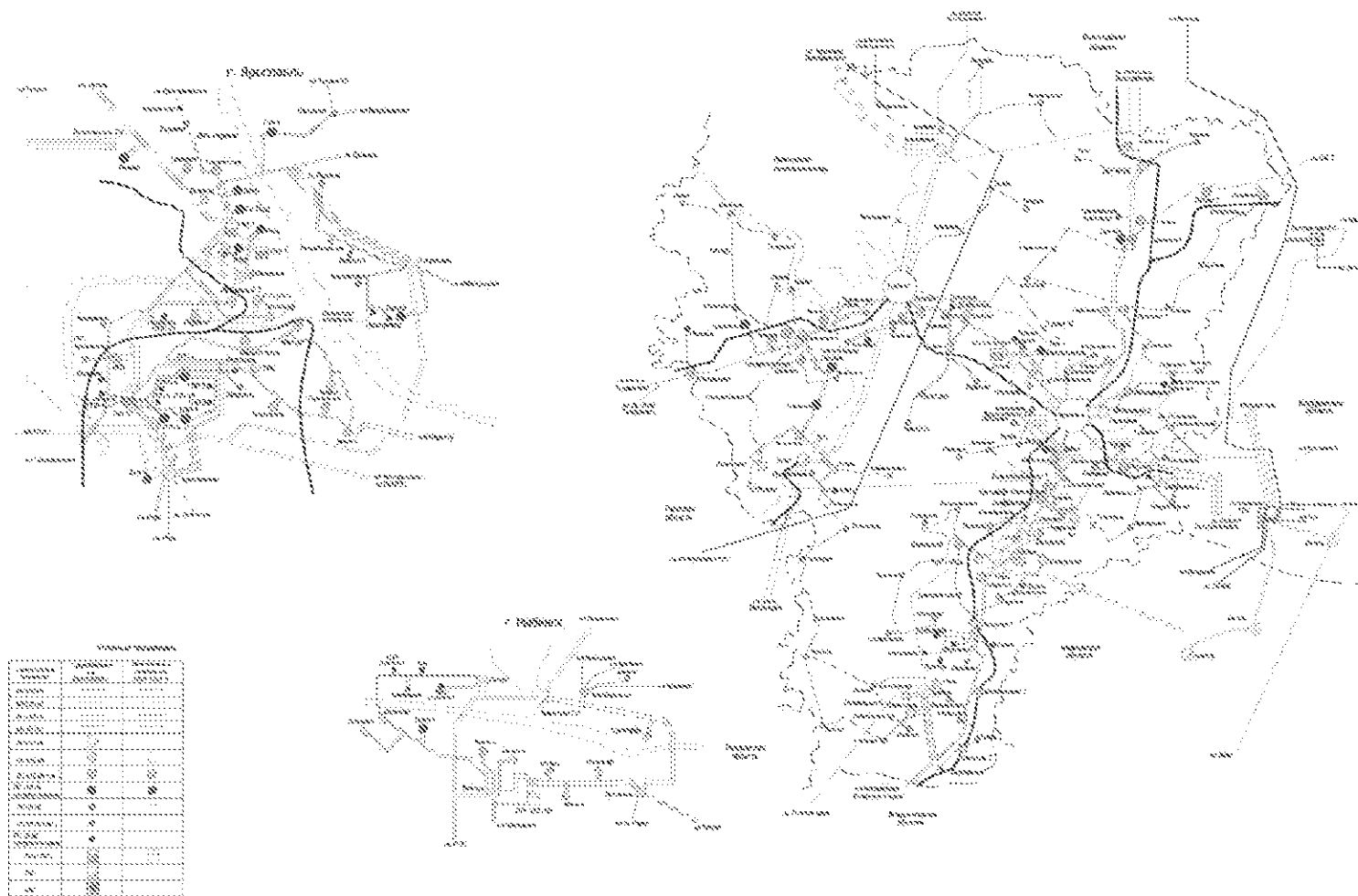
Существующая схема электрических сетей 35 – 500 кВ энергосистемы Ярославской области представлена на рисунке 1.

Схема развития электрических сетей 35 – 500 кВ энергосистемы Ярославской области на период до 2022 года представлена на рисунках 2, 3.

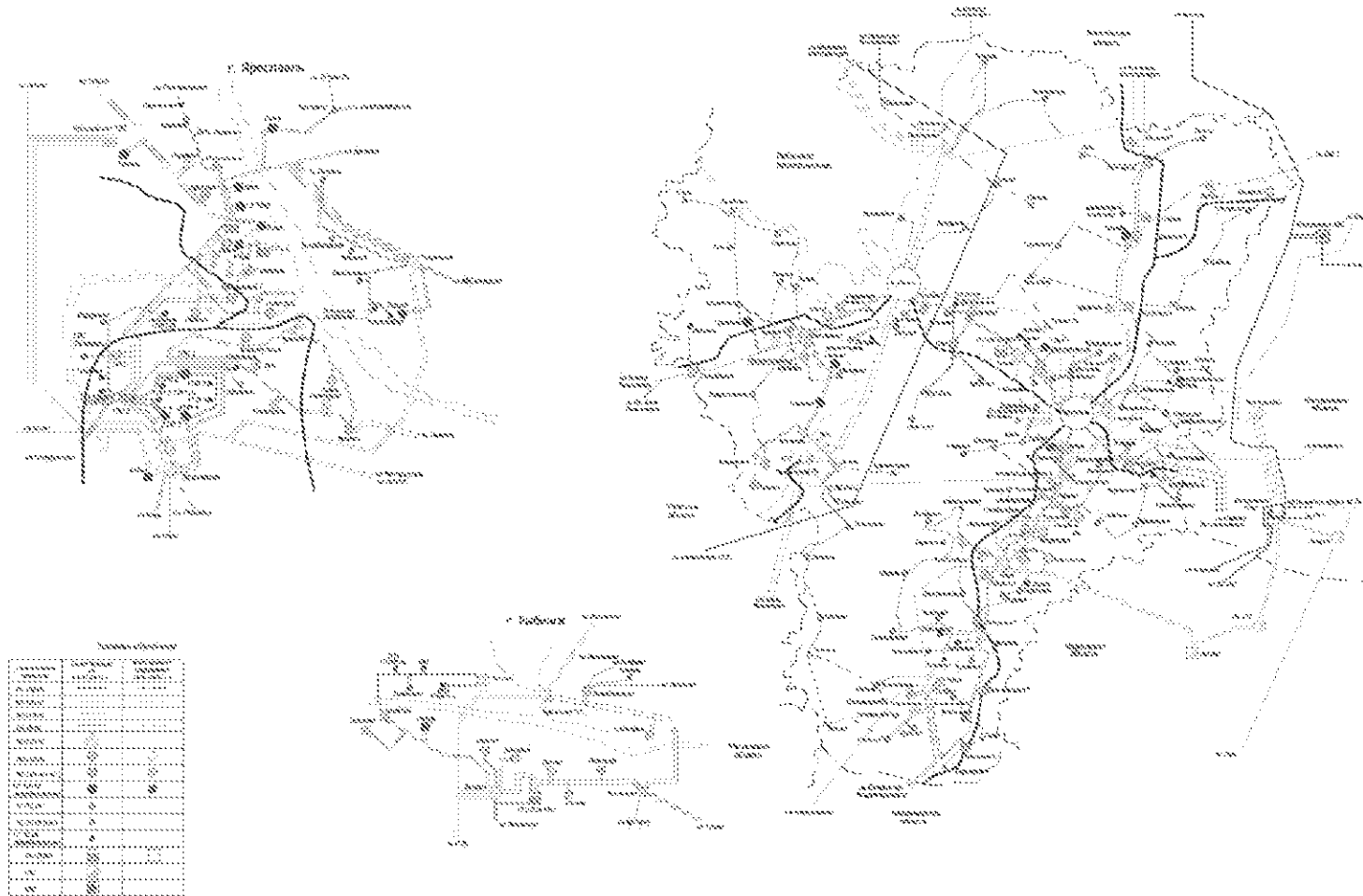
Карта-схема существующих и намечаемых к строительству в 2018 и 2019 годах электрических сетей 35 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области



Карта-схема намечаемых к строительству в 2020 и 2021 годах электрических сетей 35 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области



Карта-схема намечаемых к строительству в 2022 и 2023 годах электрических сетей 35 – 500 кВ энергосистемы Ярославской области



2. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи и ПС, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

2.1. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ.

Сеть 220 кВ является основой системообразующей сети Ярославской энергосистемы. Она связывает все центры нагрузок между собой и с центрами электроснабжения. На данном напряжении осуществляется связь Ярославской энергосистемы с другими энергосистемами (Костромской, Московской, Владимирской, Вологодской, Ивановской), обеспечивается покрытие дефицита мощности.

Наиболее загруженными из межсистемных связей являются ВЛ 220 кВ «Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС Запексинская», «Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Запексинская», «Угличская ГЭС – Заря I цепь», «Угличская ГЭС – Заря II цепь», по которым осуществляется транзит мощности из Вологодской энергосистемы в Московскую.

Действующая сеть 110 кВ энергосистемы Ярославской области выполняет в основном функции распределительной сети, в целом соответствует требованиям норм и правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, правил устройства энергоустановок и обеспечивает надежное электроснабжение потребителей. Загрузка линий электропередачи в настоящее время не превышает нормируемых значений. Тем не менее, 34 процента от общей протяженности ВЛ 110 кВ имеет срок эксплуатации более 40 лет и подлежит полной или частичной реконструкции и восстановлению с заменой опор и подвеской проводов большего сечения.

Таблица 1

Данные о существующих линиях электропередачи,
класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

№ п/п	Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Марка провода	Протяженность, км
1	2	3	4	5
13.	«Александров – Трубеш» (в границах области)	220	АСО-300	28,53
14.	«Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС Запексинская» (в границах области)	220	АС-300	47,27
15.	«Венера – Вега»	220	АС-400, АС-300	63,52
16.	«Ивановские ПГУ – Неро I цепь» (в границах области)	220	АС-400	28,20

1	2	3	4	5
17.	«Ивановские ПГУ – Неро II цепь» (в границах области)	220	АС-400	28,20
18.	«Костромская ГРЭС – Ярославская» (в границах области)	220	АС-500	77,22
19.	«Мотордеталь – Тверицкая» (в границах области)	220	АС-300	91,85
20.	«Пошехонье – Вологда – Южная» (в границах области)	220	АС-400	62,95
21.	«Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская» (в границах области)	220	АС-400	46,2
22.	«Пошехонье – Ростилово»	220	АС-400	84,37
23.	«Рыбинская ГЭС – Венера»	220	АС-300, АС-400	12,24
24.	«Рыбинская ГЭС – Пошехонье № 1»	220	АС-300	53,35
25.	«Рыбинская ГЭС – Пошехонье № 2»	220	АС-400	54,06
26.	«Рыбинская ГЭС – Сатурн»	220	АС-300, АС-400	3,11
27.	«Сатурн – Венера»	220	АС-400, АС-300	8,93
28.	«Трубеж – Неро»	220	АС-300	77,66
29.	«Угличская ГЭС – Вега»	220	АС-400	7,51
30.	«Угличская ГЭС – Венера»	220	АС-400, АС-300	69,62
31.	«Угличская ГЭС – Заря I цепь» (в границах области)	220	АС-400	92,19
32.	«Угличская ГЭС – Заря II цепь» (в границах области)	220	АС-300	92,19
33.	«Угличская ГЭС – Ярославская»	220	АС-300	92,65
34.	«Ярославская – Неро»	220	АС-300	51,2
35.	«Ярославская ТЭС – Тверицкая»	220	АС-300	60,43
36.	«Ярославская ТЭС – Тутаев»	220	АС-300	18,55
37.	«Ярославская ТЭС – Ярославская № 1»	220	АС-300	62,5
38.	«Ярославская ТЭС – Ярославская № 2»	220	АСО-400	29,94
39.	«Аббакумцевская-1»	110	АС-120	14
40.	«Аббакумцевская-2»	110	АС-120	14
41.	«Алтыново – Палкино I цепь» («Палкино-1»)	110	АС-185	23,3
42.	«Алтыново – Палкино II цепь» («Палкино-2»)	110	АС-185	23,3
43.	«Балакирево – Переславль» («Переславская-2») (в границах области)	110	АС-120	29,7
44.	«Балакирево – Трубеж» («Переславская-1») (в границах области)	110	АС-120	30,28
45.	«Белкинская»	110	АС-95	22,1
46.	«Борисоглебская-1»	110	АС-95	22,05
47.	«Борисоглебская-2»	110	АС-95	22,05
48.	«Васильковская-1»	110	АС-150, АС-185	26,54

1	2	3	4	5
49.	«Васильковская-2»	110	АС-150, АС-185	16,64
50.	«Вега – Алтыново I цепь» («Алтыново-1»)	110	АС-185	5,62
51.	«Вега – Алтыново II цепь» («Алтыново-2»)	110	АС-185	5,62
52.	«Венера – Восточная I цепь с отпайками» («Восточная-1»)	110	М-95, АС-185	13,15
53.	«Венера – Восточная II цепь с отпайками» («Восточная-2»)	110	М-95, АС-185	13,15
54.	«Венера – Шестихино I цепь с отпайками» («Шестихинская-1»)	110	АС-185, АС-150	39,18
55.	«Венера – Шестихино II цепь с отпайками» («Шестихинская 2»)	110	АС-185, АС-150	39,18
56.	«Веретье-1»	110	АС-95, АС-185	1,46
57.	«Веретье-2»	110	АС-95, АС-185	1,46
58.	«Гаврилов-Ямская»	110	АС-95, АС-120	6,07
59.	«Газовая-1»	110	АС-120, АС-185	18,59
60.	«Городская-1»	110	АС-120	2,5
61.	«Городская-2»	110	АС-120	2,5
62.	«Данилов – Дружба» («Даниловская-2»)	110	АС-120	8,1
63.	«Данилов – Покров»	110	АС-120	8,5
64.	«Данилов – Пречистое»	110	АС-185	27,4
65.	«Данилов – Туфаново» («Даниловская-1»)	110	АС-120	27,2
66.	«Западная-1»	110	АС-240, АС-300	3,71
67.	«Западная-2»	110	АС-240, АС-300	3,71
68.	«Климатино-1»	110	АС-120	26,63
69.	«Климатино-2»	110	АС-120	26,63
70.	«Любим – Халдеево»	110	АС-120, АЖ-120	22,57
71.	«Лютово – Нерехта-1» («Нерехта-1»)	110	АС-120	21,49
72.	«Менделеевская-1»	110	АС-240	7,1
73.	«Менделеевская-2»	110	АС-240	7,1
74.	«Неро – Беклемишево с отпайкой на ПС Петровск» («Петровская-2»)	110	АС-120	51,74
75.	«Неро – Тишино с отпайкой на ПС Устье» («Ростовская-2»)	110	АС-150	25,96
76.	«Неро – Ярославская с отпайками» («Ростовская-1»)	110	АС-150	47,69
77.	«Нильская-1»	110	АС-70	4,23
78.	«Нильская-2»	110	АС-70	4,23
79.	«Павловская-1»	110	АС-120	5,72
80.	«Павловская-2»	110	АС-120	5,72
81.	«Палкино – Мышкин»	110	АС-185	12,15
82.	«ПГУ – ТЭС – Тугаев № 1»	110	АПвП2г	0,45
83.	«ПГУ – ТЭС – Тугаев № 2»	110	АПвП2г	0,45
84.	«Переборы-1»	110	АС-95, АС-185	13,38
85.	«Переборы-2»	110	АС-95, АС-185	13,38

1	2	3	4	5
86.	«Перекоп – Северная с отпайкой на ПС Ярославль-Главный» («Тяговая»)	110	АС-400, АС-150	8,46
87.	«Пленочная-1»	110	АС-120	2,45
88.	«Пленочная-2»	110	АС-120	2,45
89.	«Плоски»	110	АС-120	9,2
90.	«Покров – Любим»	110	АС-120	25,94
91.	«Правдино»	110	АС-185	42,64
92.	«Продуктопровод-1»	110	АС-120	9,01
93.	«Продуктопровод-2»	110	АС-120	9,01
94.	«Путятино – Дружба» («Янтарная»)	110	АС-120	28,04
95.	«Радуга-1»	110	АС-240, АС-500	4,58
96.	«Радуга-2»	110	АС-240, АС-500	4,58
97.	«Ростилово – Скалино» (в границах области)	110	АС-185	6,2
98.	«Рыбинская ГЭС – Восточная I цепь с отпайками» («Щербаковская-1»)	110	АС-185, АС-150	19,35
99.	«Рыбинская ГЭС – Восточная II цепь с отпайками» («Щербаковская-2»)	110	АС-185, АС-150	19,35
100.	«Сельская-1»	110	АС-150	6,2
101.	«Сельская-2»	110	АС-150	6,2
102.	«Скалино – Пречистое»	110	АС-185, АС-150	18,57
103.	«Тверицкая – Путятино» («Путятинская»)	110	АС-240, АС-120	51,53
104.	«Тверицкая – Уткино» («Уткинская»)	110	АС-240, АС-120	29,82
105.	«Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово» («Тишинская»)	110	АС-150	22,33
106.	«Трубеж – Беклемишево с отпайкой на ПС Шушково» («Шушковская»)	110	АС-120	49,86
107.	«Трубеж – Переславль» («Невская»)	110	АС-150	6,3
108.	«Трубеж – Шурскол с отпайками» («Петровская-1»)	110	АС-120	90,17
109.	«Тутаев – Восточная I цепь с отпайками» («Тутаевская-1»)	110	АС-185	54,25
110.	«Тутаев – Восточная II цепь с отпайками» («Тутаевская-2»)	110	АС-185	54,25
111.	«ТЭЦ-1 – Роца» («158»)	110	АС-185	1,8
112.	«ТЭЦ-1 – Северная с отпайкой на ПС Марс» («157»)	110	АС-185	1,9
113.	«ТЭЦ-1 – Северная» («Шинная»)	110	АС-185, АС-150	0,96
114.	«ТЭЦ-2 – Которосль с отпайкой на ПС Полиграф» («Окружная»)	110	АС-240, АС-185, АС-150	9,585
115.	«ТЭЦ-2 – Роца» («156»)	110	АС-185	0,63

1	2	3	4	5
116	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	8,36
117	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Инженерная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	7,46
118	«ТЭЦ-2 – Тверицкая I цепь с отпайками» («Тверицкая-1»)	110	АС-240, АС-185	27,62
119	«ТЭЦ-2 – Тверицкая II цепь с отпайками» («Тверицкая-2»)	110	АС-240, АС-185	27,62
120	«ТЭЦ-2 – Тутаев I цепь с отпайками» («Константиновская-1»)	110	АС-185, АС-150	39,25
121	«ТЭЦ-2 – Тутаев II цепь с отпайками» («Константиновская-2»)	110	АС-185, АС-150	39,25
122	«ТЭЦ-3 – Которосль с отпайками» («Фрунзенская-1»)	110	АС-150	14,725
123	«ТЭЦ-3 – Новоселки с отпайками» («Комсомольская»)	110	АС-120, АС-185	10,4
124	«ТЭЦ-3 – Перекоп» («Перекопская»)	110	АС-150, АС-400	11,34
125	«ТЭЦ-3 – Северная с отпайками» («Фрунзенская-2»)	110	М-70, АС-150, АС-185, М-95	18,77
126	«ТЭЦ-3 – Ярославская I цепь с отпайкой на ПС ГПП-9» («Ярославская-3»)	110	АС-240	5,9
127	«ТЭЦ-3 – Ярославская II цепь с отпайкой на ПС ГПП-9» («Ярославская-2»)	110	АС-240	5,9
128	«ТЭЦ-3 – Ярославская» («Ярославская-1»)	110	2 × АС-150, АС-300	5,9
129	«ТЭЦ-3 – Ярцево II цепь с отпайками» («Пионерская»)	110	АС-120, АС-185	15,95
130	«Урицкая»	110	АС-185	16,2
131	«Уткино – Туфаново» («Туфановская»)	110	АС-120	25,11
132	«Халдеево – Буй» (в границах области)	110	АС-120	14,85
133	«Шестихино – Палкино с отпайкой на ПС КС-18» («Газовая-2»)	110	АС-120, АС-185	29,81
134	«Шестихино – Пищалкино с отпайками» («Пищалкинская»)	110	АС-120, АС-185	78,14
135	«Шурскол – Неро» («Приозерная»)	110	АС-120	11,14
136	«Ярославская-ГПП-4 I цепь» («Химическая»)	110	АС-150	3,1
137	«Ярославская-ГПП-4 II цепь» («Топливная»)	110	АС-150	3,1
138	«Ярославская – Дубки»	110	АС-95, АПвПу2г 1 × 240 (гж)/ 95-64/110	5
139	«Ярославская – Ярцево I цепь с	110	АС-150, АС-240,	29,43

1	2	3	4	5
	отпайками» («Южная»)		АС-185	
140	«Ярославская – Ярцево II цепь с отпайками» («Институтская»)	110	АС-150, АС-240, АС-185	29,43
141	«Ярцево – Лютово»	110	АС-150, АС-120	9,81
142	«Ярцево – Нерехта-1» («Нерехта-2»)	110	АС-150, АС-120	27,58
143	«Ярцево – Новоселки с отпайкой на ПС Тормозная»	110	АС-150, АС-120	6

Формирование перспективной схемы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Ярославской области и выбор основных параметров ее элементов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей нацелены на:

- повышение пропускной способности сети;
- повышение надежности электроснабжения отдельных районов и потребителей;
- создание условий для присоединения новых потребителей к сетям энергосистемы.

В период рассматриваемой перспективы Схемой предусматривается дальнейшее развитие электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Ярославской области. Такая необходимость диктуется условиями обеспечения электроснабжением сооружаемых промышленных предприятий, перспективных инвестиционных площадок, потребителей коммунально-бытового сектора, развивающихся сельскохозяйственных потребителей, а также потребностью в повышении надежности их электроснабжения. Осуществить это планируется, в первую очередь, путем расширения и реконструкции существующих ПС за счет установки вторых трансформаторов на однострановых ПС и замены существующих трансформаторов на более мощные, а также путем сооружения новых ПС и питающих линий электропередачи. Значительный объем предусмотренного Схемой электросетевого строительства приходится на реконструкцию и восстановление ВЛ 110 кВ и ПС 110 кВ, отработавших нормативные сроки и по своему техническому состоянию ограниченно пригодных для дальнейшей эксплуатации.

Необходимость строительства новых электросетевых объектов 110 кВ и выше, а также объемы реконструкции и технического перевооружения действующих электрических сетей определены исходя из требований к надежности электроснабжения потребителей. Выбор установленной мощности трансформаторов на ПС 110 кВ, которые планируется реконструировать и на которых необходимо осуществить техническое перевооружение, производился по электрическим нагрузкам на конец расчетного периода (5 лет от предполагаемого года реконструкции) в соответствии с Нормами технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ, утвержденными приказом ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической

системы» от 13 апреля 2009 г. № 136 «Об утверждении Норм технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ», и Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19 июня 2003 г. № 229 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации».

ВЛ 110 кВ и выше, строительство которых планируется в 2018 – 2022 годах:

- ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ «Аббакумцево» до ПС 110 кВ «Некрасово» с переходом через р. Волгу;

- отпайки ВЛ 110 кВ «Ростовская-1» и ВЛ 110 кВ «Тишинская» до ПС 110 кВ «Козьмодемьянск».

Линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше, реконструкция которых планируется в 2018 – 2022 годах:

- ВЛ 110 кВ «Моторная»;
- ВЛ 110 кВ «Инженерная»;
- ВЛ 110 кВ «Восточная-1, 2»;
- ВЛ 110 кВ «Фрунзенская-2»;
- ВЛ 110 кВ «Тяговая»;
- ВЛ 110 кВ «Перекопская».

Вывод линий электропередачи из эксплуатации не планируется.

2.2. Существующие и планируемые к строительству ПС, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ.

Таблица 2

Данные о существующих ПС,
класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

№ п/п	Наименование ПС	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, МВА
1	2	3	4
10	«Вега»	220	2 × 63
11	«Венера»	220	2 × 200
12	«Неро»	220	2 × 63
13	«Пошехонье»	220	2 × 40
14	«Сатурн»	220	2 × 40
15	«Гверицкая»	220	2 × 200 + 2 × 40
16	«Трубейж»	220	2 × 125
17	«Гутаев»	220	2 × 125
18	«Ярославская»	220	3 × 125
19	«Аббакумцево»	110	2 × 10

1	2	3	4
20	«Алтыново»	110	2 × 6,3
21	«Беклемишево»	110	2 × 25
22	«Борисоглеб»	110	16 + 10
23	«Брагино»	110	2 × 40
24	«Васильково»	110	2 × 6,3
25	«Вахрушево»	110	2 × 6,3
26	«Веретье»	110	2 × 25
27	«Волга»	110	5,6 + 6,3
28	«Волжская»	110	2 × 40
29	«Восточная»	110	2 × 25
30	«Гаврилов-Ям»	110	2 × 16
31	«Глебово»	110	2 × 10
32	«ГПП-1»	110	2 × 40
33	«ГПП-4»	110	2 × 40
34	«ГПП-9»	110	2 × 40
35	«Данилов»	110	2 × 40 + 2 × 25
36	«Депо»	110	3 × 16
37	«Дружба»	110	2 × 16
38	«Дубки»	110	25
39	«Залесье»	110	2 × 10
40	«Западная»	110	2 × 63
41	«Институтская»	110	2 × 40
42	«Киноплёнка»	110	16 + 10
43	«Климатино»	110	2 × 6,3
44	«Константиново»	110	15 + 16
45	«Коромыслово»	110	2 × 25
46	«Которосль»	110	2 × 25
47	«Крюково»	110	6,3
48	«КС-18»	110	2 × 63
49	«Левобережная»	110	2 × 16
50	«Лом»	110	2 × 10
51	«Луговая»	110	2 × 6,3
52	«Луч»	110	2 × 25
53	«Любим»	110	2 × 25
54	«Лютово»	110	2 × 25
55	«Марс»	110	2 × 16
56	«Некоуз»	110	2 × 6,3
57	«Нептун»	110	2 × 16
58	«Нила»	110	2 × 16
59	«Новоселки»	110	25 + 40

1	2	3	4
60	«НПЗ»	110	2 × 25
61	«Оптика»	110	2 × 10
62	«Орион»	110	2 × 40
63	«Павловская»	110	20 + 25
64	«Палкино»	110	2 × 25
65	«ПГУ – ТЭС»	110	2 × 40
66	«Перевал»	110	2 × 16
67	«Перекоп»	110	2 × 25
68	«Переславль»	110	2 × 25 + 16 (в резерве)
69	«Петровск»	110	40 + 25
70	«Пищалкино»	110	2 × 7,5
71	«Плоски»	110	2 × 2,5
72	«Покров»	110	2,5
73	«Полиграф»	110	2 × 40
74	«Полиграфмаш»	110	2 × 16
75	«Правдино»	110	2 × 25
76	«Пречистое»	110	2 × 10
77	«Продуктопровод»	110	2 × 6,3
78	«Пуятино»	110	10 + 25
79	«Радуга»	110	2 × 40
80	«Ростов»	110	2 × 25
81	«Роща»	110	2 × 32
82	«Свободный Труд»	110	2 × 10
83	«Северная»	110	2 × 63
84	«Селехово»	110	2 × 6,3
85	«Скалино»	110	2 × 40
86	«Судоверфь»	110	2 × 10
87	«Тенино»	110	2 × 10
88	«Техникум»	110	2 × 10
89	«Тишино»	110	2 × 25
90	«Толга»	110	25 + 15
91	«Тормозная»	110	25 + 16
92	«ТРК»	110	2 × 16
93	«Туфаново»	110	2 × 2,5
94	«Углич»	110	2 × 25
95	«Устье»	110	2 × 10
96	«Уткино»	110	25 + 20
97	«Халдеево»	110	3,2 + 6,3
98	«Чайка»	110	40 + 25
99	«Шестихино»	110	2 × 10

1	2	3	4
100	«Шурскол»	110	2 × 10
101	«Шушково»	110	20 + 25
102	«Южная» (Ростовский участок управления высоковольтных сетей)	110	2 × 25
103	«Южная» (Ярославский участок управления высоковольтных сетей)	110	2 × 40
104	«Юрьевская слобода»	110	2 × 10
105	«Ярославль-Главный»	110	2 × 40
106	«Ярцево»	110	2 × 25

ПС напряжением 110 кВ и выше, строительство которых планируется в 2018 – 2022 годах:

- ПС 110 кВ «Некрасово» с трансформаторами 2 × 16 МВА;
- ПС 110 кВ «Козьмодемьянск» с трансформаторами 2 × 25 МВА.

ПС напряжением 110 кВ и выше, реконструкция которых планируется в 2018 – 2022 годах:

- ПС 110 кВ «Аббакумцево» (замена трансформаторов 2 × 10 МВА на 2 × 25 МВА);
- ПС 110 кВ «Киноплёнка» (замена трансформаторов 10 МВА на 16 МВА);
- ПС 110 кВ «Переславль» (замена трансформаторов 2 × 25 МВА на 2 × 40 МВА);
- ПС 110 кВ «Устье» (замена трансформаторов 2 × 10 МВА на 2 × 10 МВА);
- перемещение трансформатора ПС 110 кВ «Новоселки» (40 МВА), ПС 110 кВ «Чайка» (25 МВА).

3. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых превышает 5 МВт

3.1. Структура установленной мощности генерирующих объектов.

По состоянию на 01.01.2018 в Ярославской энергосистеме действуют 6 электростанций установленной мощностью 1526,46 МВт и 2 блок-станции установленной мощностью 52 МВт.

Структура установленной мощности генерирующих объектов представлена в таблице 3.

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Доля от суммарной установленной мощности, процентов
1.	ТЭС – всего	1049,9	66,5
1.1.	Ярославская ТЭЦ-1	81	5,1
1.2.	Ярославская ТЭЦ-2	245	15,5
1.3.	Ярославская ТЭЦ-3	260	16,5
1.4.	Ярославская ТЭС	463,9	29,4
2.	ГЭС – всего	476,56	30,2
2.1.	Угличская ГЭС	120	7,6
2.2.	Рыбинская ГЭС	356,4	22,6
2.3.	Хоробровская ГЭС	0,16	0,0
3.	Блок-станции – всего	52	3,3
3.1.	АО «Ярославский технический углерод»	24	1,5
3.2.	ПАО «НПО «Сатурн»	28	1,8
	Всего	1578,46	

3.2. Ярославская ТЭЦ-1.

Ярославская ТЭЦ-1 расположена в северо-восточной части г. Ярославля. Она является старейшей в энергосистеме региона, была введена в эксплуатацию в 1934 г. В число потребителей станции входят крупные промышленные предприятия города, а также коммунально-бытовые потребители центральной части города численностью населения более 120 тыс. человек. Установленная мощность станции составляет 81 МВт. ТЭЦ-1 эксплуатируется 4 турбоагрегата. Топливом служат газ, мазут. Подразделением ТЭЦ-1 является Тенинская котельная (1994 г.), на которой установлено 2 водогрейных котла.

Котельное и турбинное оборудование находится в удовлетворительном состоянии, однако значительная часть имеет большой износ, морально и физически устарела. Срок эксплуатации оборудования достигает 50 – 60 лет, что значительно превышает принятые нормативы.

В 2003 году был выполнен проект реконструкции Ярославской ТЭЦ-1, согласно которому на первом этапе намечалось сооружение ОРУ – 110 кВ по схеме «две рабочие системы шин» с подключением трансформаторов 110/6-6 кВ Т-1 и Т-2 и одной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ «Северная», на втором этапе предусматривались демонтаж существующего «квадрата» и подключение трансформаторов Т-3 и Т-4, ВЛ-110 кВ № 157 и № 158 и второй ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ «Северная».

Проект в полном объеме не реализован. В настоящее время на ТЭЦ-1 имеется два ОРУ – 110 кВ. Одно выполнено по схеме «квадрата» и имеет связь с Ярославской ТЭЦ-2 по ВЛ-157. Второе выполнено по схеме «две рабочие системы шин» и связано с ПС 110 кВ «Северная» по ВЛ 110 кВ «Шинная».

3.3. Ярославская ТЭЦ-2.

Ярославская ТЭЦ-2 введена в эксплуатацию в 1956 г. В настоящее время электростанция играет важнейшую роль в обеспечении электроэнергией и теплом Дзержинского, Ленинского и Кировского районов г. Ярославля, а также крупных промышленных предприятий. Подразделением ТЭЦ-2 является Ляпинская котельная, снабжающая теплом Заволжский район города. Установленная мощность станции составляет 245 МВт. В составе основного оборудования ТЭЦ-2 четыре турбоагрегата.

Топливом служат газ, мазут, уголь. Выдача мощности ТЭЦ-2 осуществляется в основном на генераторном напряжении 6 кВ и на напряжении 110 кВ через ОРУ 110 кВ, которое связано по ВЛ 110 кВ с Ярославской ТЭЦ-1 и Ярославской ТЭЦ-3.

3.4. Ярославская ТЭЦ-3.

Ярославская ТЭЦ-3 была введена в эксплуатацию в 1961 г. В 1967 г. закончен монтаж последнего шестого котла, в 1970 г. – турбины № 6.

Ярославская ТЭЦ-3 расположена в южной части г. Ярославля и является основным источником электроснабжения крупнейшего в регионе нефтеперерабатывающего завода и потребителей коммунально-бытового сектора, а также обеспечивает теплом более 35 процентов населения г. Ярославля. Установленная мощность станции составляет 260 МВт.

В качестве топлива используются газ и мазут. Выдача мощности ТЭЦ-3 осуществляется на напряжении 35 и 110 кВ.

В настоящее время городскими электростанциями обеспечивается порядка 70 процентов электрических нагрузок города.

3.5. Ярославская ТЭС.

Ярославская ТЭС расположена вблизи г. Ярославля и примыкает к Тенинской котельной. Введена в эксплуатацию в 2017 г.

В состав станции входят две газовые турбины ГТЭ-160 и одна тепловая турбина LN150. Установленная мощность станции составляет 463,9 МВт.

3.6. Угличская ГЭС и Рыбинская ГЭС.

Установленная мощность Угличской ГЭС составляет 120 МВт.

На Рыбинской ГЭС в настоящее время установлено три гидрогенератора мощностью по 55 МВт (годы ввода – 1941 – 1950), два – по 63,2 МВт и один – 65 МВт.

Основное гидроэнергетическое и электротехническое оборудование ГЭС находится в удовлетворительном состоянии, однако с момента установки первых блоков (в 1940, 1941 годах) физически и морально устарело, требует замены и реконструкции.

В настоящее время выполняется реконструкция Рыбинской ГЭС, предусматривающая:

- установку двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 2×63 МВА (введены в 2013 году);

- замену групп 1Г (выполнено в 2014 году) и 2Г (выполнено в 2015 году) однофазных трансформаторов 220/13,8 кВ мощностью 3×46 МВА трансформаторами мощностью 80 МВА с подключением их под один выключатель к шинам 220 кВ ОРУ Рыбинской ГЭС и присоединением к ним блоков гидроагрегатов 1Г, 2Г, 3Г, 4Г;

- замену существующих групп 3Г и 4Г однофазных трансформаторов 220/110/13,8 кВ мощностью 3×23 МВА трансформаторами мощностью 80 МВА с подключением их под один выключатель к шинам 220 кВ ОРУ Рыбинской ГЭС и присоединением к ним блоков гидроагрегатов 5Г, 6Г (выполнено в 2016 году);

- реконструкцию гидроагрегатов мощностью 55 МВт с увеличением мощности до 65 МВт, в том числе:

2Г – реконструкция в 2014 году;

1Г – окончание реконструкции в 2018 году;

3Г – окончание реконструкции в 2020 году;

5Г – окончание реконструкции в 2022 году.

Таблица 4

Сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования

Наименование мероприятия	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Всего, МВт
Ввод и модернизация генерирующего оборудования	10		10		10	30
Демонтаж генерирующего оборудования			50			50
Прирост генерирующего оборудования	10		-40		10	-20

Всего в период 2018 – 2022 годов уменьшение установленной мощности по энергосистеме Ярославской области составит 20 МВт.

В таблице 5 приведены данные по намечаемому вводу генерирующих мощностей по Ярославской области на период до 2022 года с учетом объектов средней когенерации, ПГУ – 230 МВт в г. Рыбинске, ГТЭ – 160 МВт на Ярославской ТЭЦ-2 и дополнительных вводов, согласно СиПР ЕЭС России.

Таблица 5

№ п/п	Генерирующий источник	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Всего, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ПГУ – ТЭС 52 МВт в г. Тутаеве		52				
2.	ПГУ – ТЭЦ 230 МВт в г. Рыбинске			230			

1	2	3	4	5	6	7	8
3.	ГТЭ – 160 МВт на Ярославской ТЭЦ-2					160	
	Всего		52	230		160	442

В таблице 6 приведены сводные данные по вводу и демонтажу генерирующего оборудования в Ярославской области в 2018 – 2022 годах с учетом ПГУ – 230 МВт в г. Рыбинске и дополнительных вводов и модернизации, согласно СиПР ЕЭС России.

Таблица 6

Наименование мероприятия	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Всего, МВт
Ввод и модернизация генерирующего оборудования	10	52	240		170	472
Демонтаж генерирующего оборудования			56			56
Прирост генерирующего оборудования	10	52	184		170	416

Всего ввод новых мощностей энергосистемы в период 2018 – 2022 годов составит 416 МВт.

4. Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ

В период рассматриваемой перспективы предусматривается дальнейшее развитие электрических сетей 35 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» с целью обеспечения электроснабжения намечаемых к сооружению новых промышленных предприятий, потребителей коммунально-бытового сектора, развивающихся сельскохозяйственных потребителей.

Необходимость строительства новых электросетевых объектов 35 кВ, а также объемы реконструкции и технического перевооружения действующих электрических сетей определены согласно динамике роста электрических нагрузок и баланса мощности.

Основными факторами, определяющими развитие сетей и экономические показатели деятельности сетевых предприятий, являются реконструкция и техническое перевооружение.

При решении вопроса о развитии сетей 35 кВ предусмотрены объемы работ по ПС 35 кВ и ВЛ 35 кВ в соответствии с планом мероприятий по реконструкции электрических сетей с высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы в сетях 35 кВ и выше филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» с учетом технического износа и морального старения оборудования ПС, а также необходимости повышения надежности электроснабжения потребителей.

Основными факторами, определяющими необходимость реконструкции и технического перевооружения ПС 35 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и выбор приоритетов при выполнении объемов работ в сетях 35 кВ, явились:

- срок ввода ПС в эксплуатацию;
- наличие на ПС устаревшего и малоэффективного оборудования;
- загрузка ПС на расчетный срок с учетом величины суммарной электрической нагрузки новых потребителей, подключаемых к РУ – 6, 10 кВ ПС 35 кВ, за рассматриваемый период.

ВЛ 35 кВ и ПС 35 кВ, которые планируется построить в 2018 – 2022 годах, – строительство двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ «Лютово» до ПС 35 кВ «Урожай».

ВЛ 35 кВ и ПС 35 кВ, которые планируется реконструировать в 2018 – 2022 годах:

- реконструкция ПС 35 кВ «Урожай» с заменой трансформаторов (2 × 4 МВА на 2 × 6,3 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ «Заволжская» с заменой трансформаторов (2 × 10 МВА на 2 × 16 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ «Глебово» с заменой трансформатора (4 МВА на 6,3 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ «Ватолино» с заменой трансформаторов (2 × 4 МВА на 2 × 6,3 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ «Кулаково» с заменой трансформаторов (2 × 2,5 МВА на 2 × 4 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ «Прибрежная» с заменой трансформаторов (2 × 10 МВА на 2 × 16 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ «Варегово» с заменой трансформаторов 10 кВ, 2,5 МВА и 1,6 МВА на 2 × 1,6 МВА и демонтаж трансформатора 6 кВ, 1,6 МВА с переводом потребителей на напряжение 35/10 кВ;
- реконструкция ПС 35 кВ «Скоморохово» с заменой трансформаторов (2 × 1,6 МВА на 2 × 2,5 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ «Купань» с заменой трансформаторов (4 + 2,5 МВА на 2 × 6,3 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ «Машприбор» с заменой трансформаторов (2 × 6,3 МВА на 2 × 10 МВА);
- реконструкция ПС 35 кВ «Залесье» с заменой трансформаторов (2 × 10 МВА на 2 × 16 МВА);
- перемещение трансформаторов ПС 35 кВ «Соломидино» (2,5 МВА), ПС 35 кВ «Семибратово» (4 МВА);
- перемещение трансформаторов ПС 35 кВ «Нексанс» (2 × 10 МВА), ПС 35 кВ «Дубки» (2 × 6,3 МВА);
- перемещение трансформаторов ПС 35 кВ «Ананьино» (2 × 2,5 МВА), ПС 35 кВ «Семибратово» (4 МВА), ПС 35 кВ «Борок»;
- реконструкция 2-й цепи ВЛ 35 кВ (АС-95, 10,4 км) вдоль существующей ВЛ 35 кВ «Переславль – Кибернетик» и далее по трассе

ВЛ 35 кВ «Глебовская»;

- реконструкция ВЛ 35 кВ «Филинская-2» со строительством участка ВЛ-35 кВ до ПС 35 кВ «Лесные Поляны» (АС-70, 2,64 км);

- реконструкция ВЛ 35 кВ «Тихменево – Глебово» (10,7 км).

Одновременно на ПС 35 кВ, ОРУ которых выполнены по упрощенным схемам, для повышения надежности электроснабжения потребителей при замене существующих трансформаторов на новые учитывалась замена отделителей и КЗ в цепях трансформаторов на элегазовые выключатели.

Список используемых сокращений

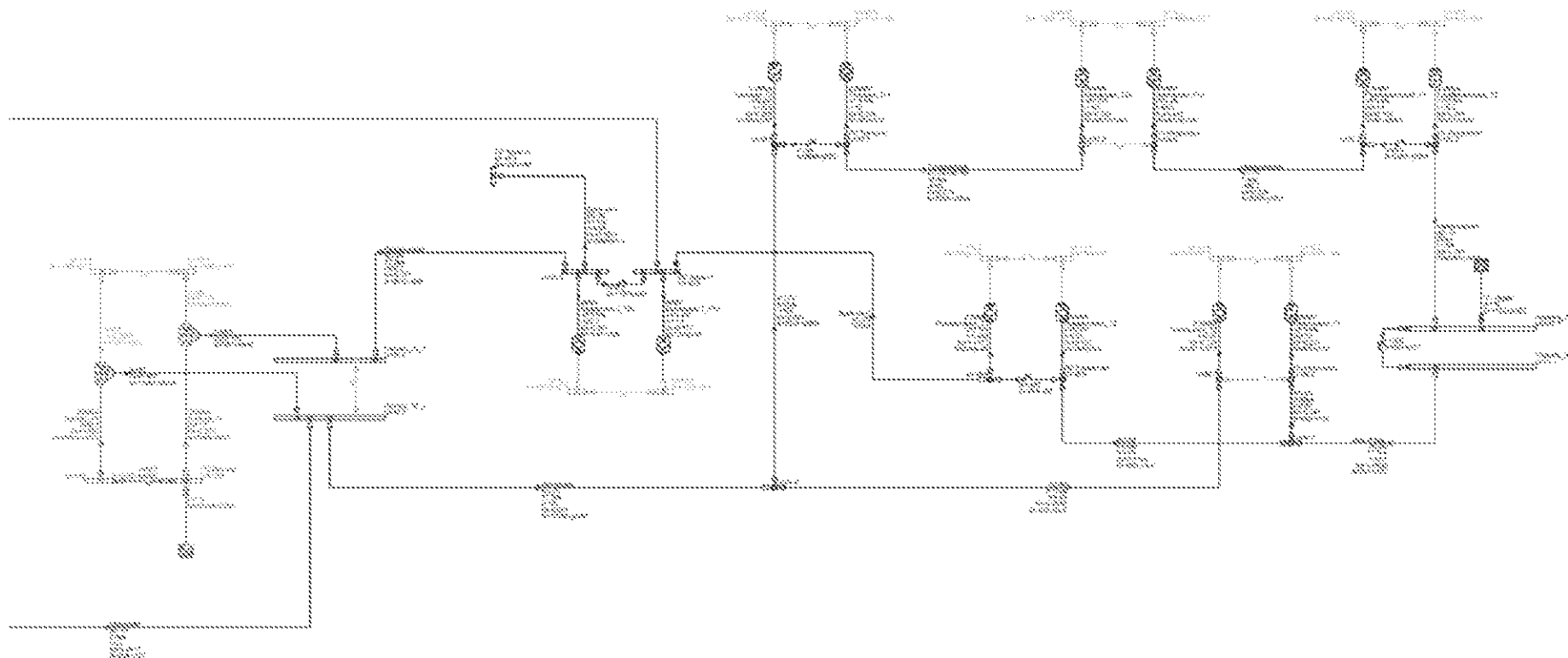
- АО – акционерное общество
 ВЛ – воздушная линия
 ГПП – главная понизительная подстанция
 ГРЭС – государственная районная электростанция
 ГТЭ – газотурбинная энергетическая установка
 ГЭС – гидроэлектростанция
 КЗ – короткозамкатель
 КС – компрессорная станция транзитного газопровода
 НПЗ – диспетчерское наименование подстанции
 НПО – научно-производственное объединение
 ОАО – открытое акционерное общество
 ОРУ – открытое распределительное устройство
 ПАО – публичное акционерное общество
 ПГУ – парогазовая установка
 ПС – подстанция
 РУ – распределительное устройство
 СиПР ЕЭС России – схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы
 СТО – стандарт организации
 Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 – диспетчерское наименование силовых трансформаторов
 ТГК-2 – Территориальная генерирующая компания № 2
 ТРК – диспетчерское наименование подстанции
 ТЭС – тепловая электростанция
 ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
 филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» – филиал публичного акционерного общества «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра» – «Ярэнерго»
 1Г, 2Г, 3Г, 4Г, 5Г, 6Г – диспетчерское наименование блоков гидроагрегатов
 1Т, 2Т, 3Т, 4Т – диспетчерское наименование силовых трансформаторов

РЕЗУЛЬТАТЫ
расчетов электрических режимов электрической сети 35 – 110 кВ

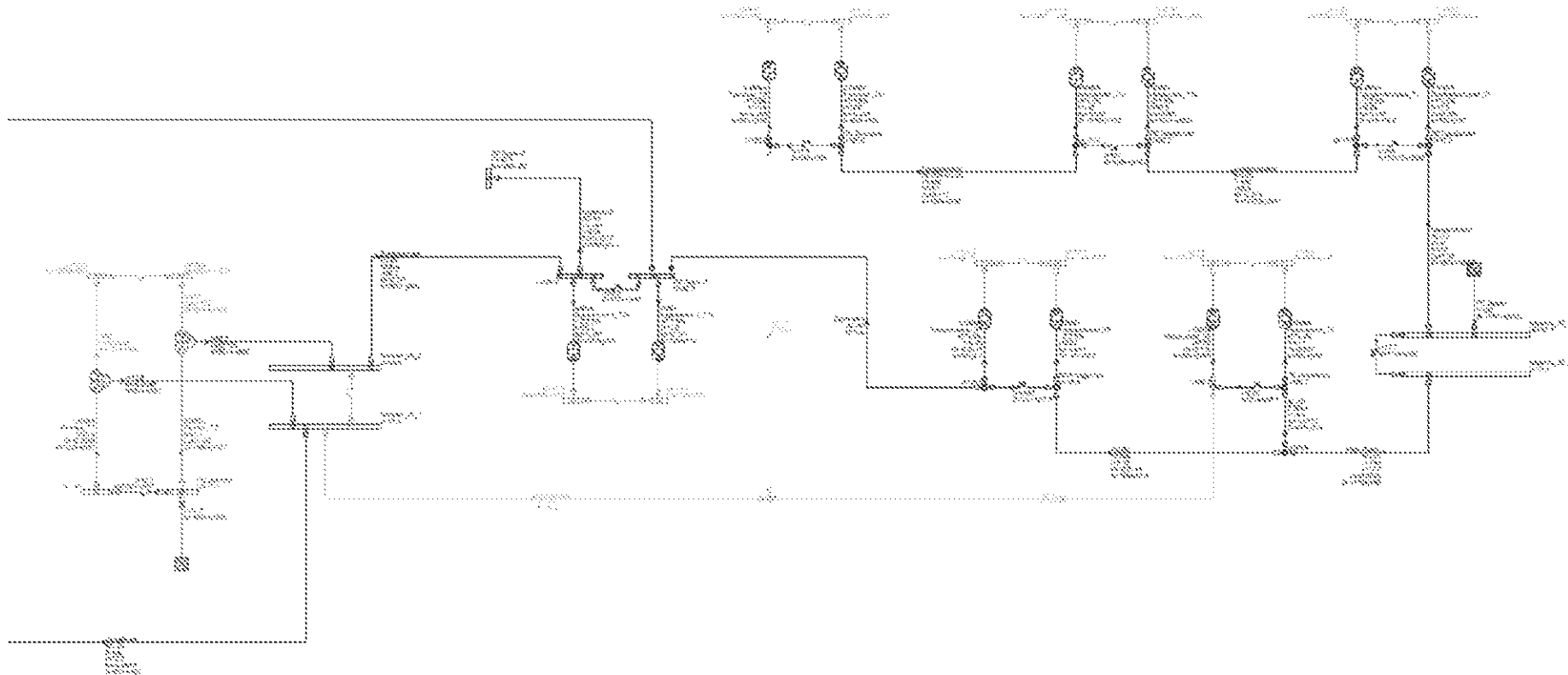
1. Расчеты электрических режимов к мероприятию «Строительство ПС 110 кВ «Некрасово» взамен ПС 35 кВ «Некрасово» с заменой трансформаторов 2×16 МВА 35 кВ на 2×16 МВА 110 кВ и строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ «Аббакумцево» до ПС 110 кВ «Некрасово» с переходом через реку Волгу» (подпункты 1.1, 1.2 пункта 1 раздела I таблицы 33 Программы).

Рисунок 1

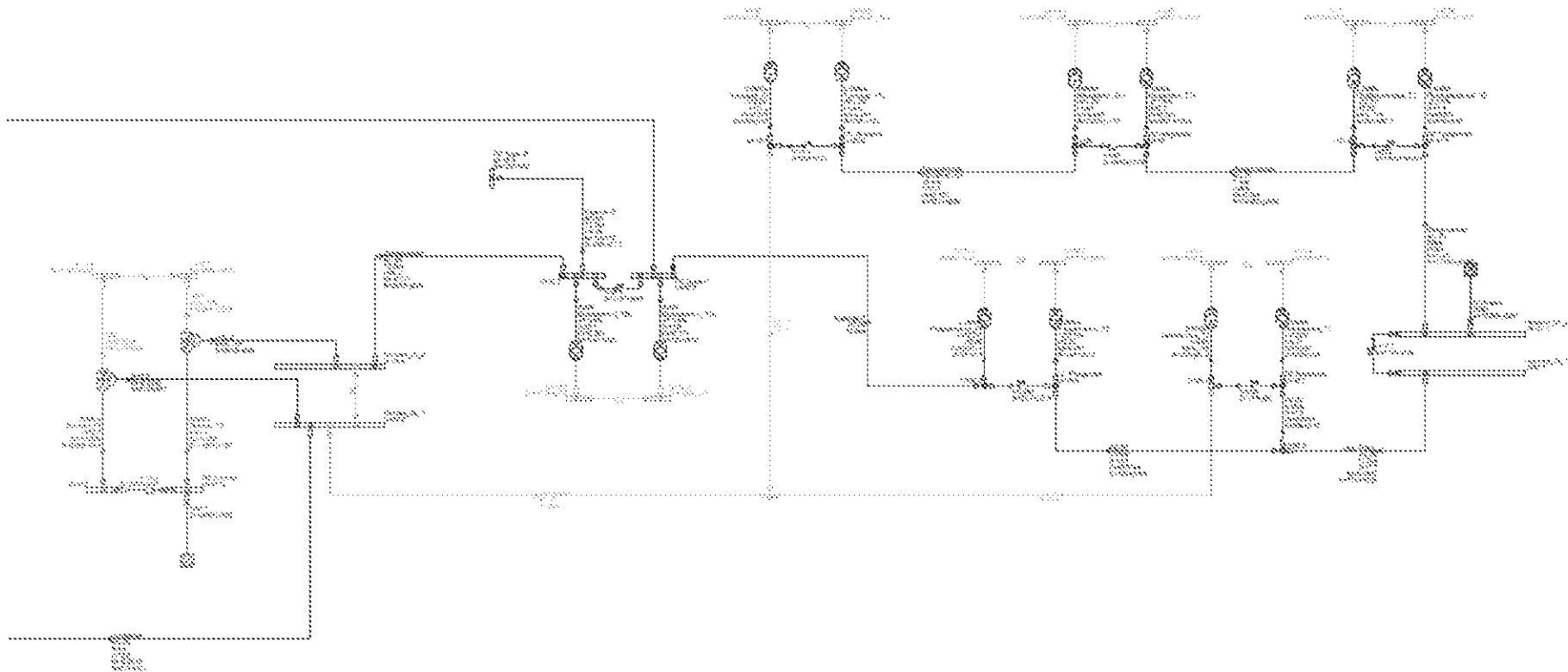
Нормальная схема (зимний максимум 2017 г.)



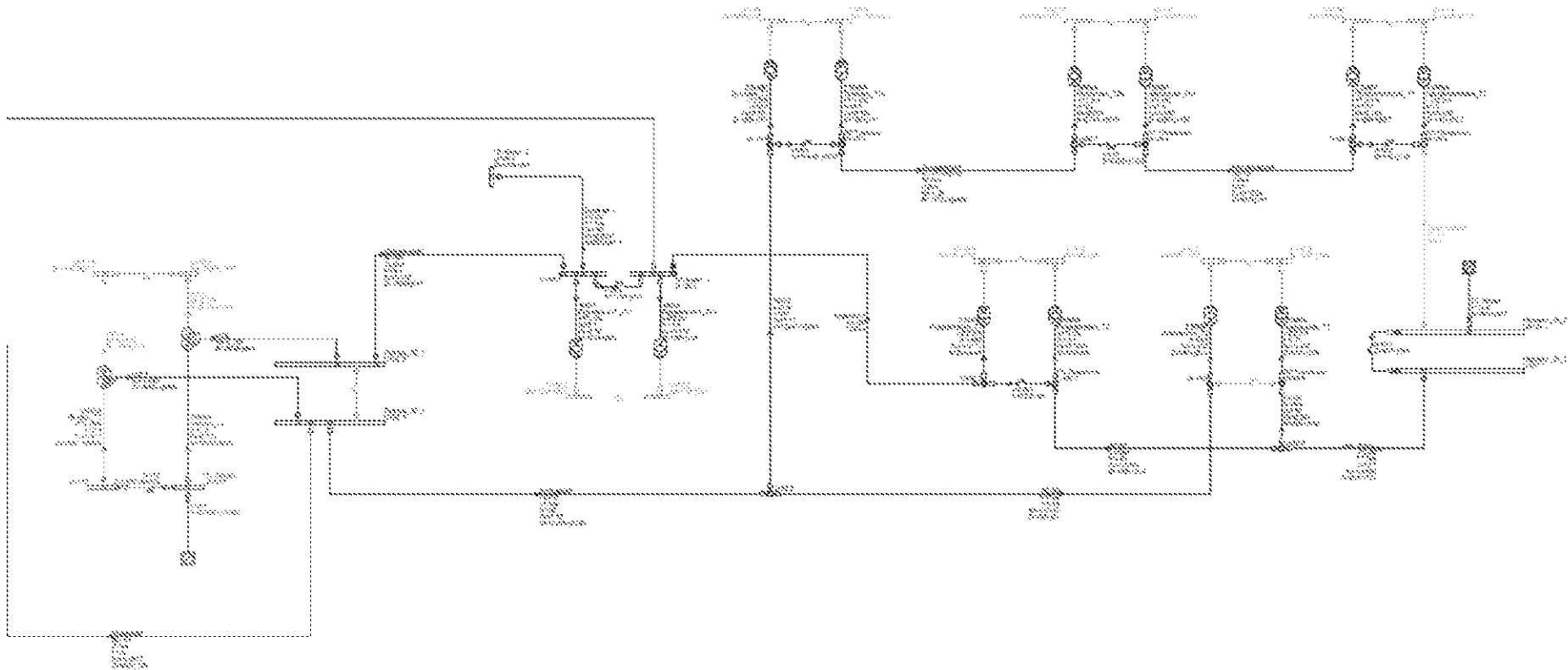
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Лютовская» (зимний максимум 2017 г.)



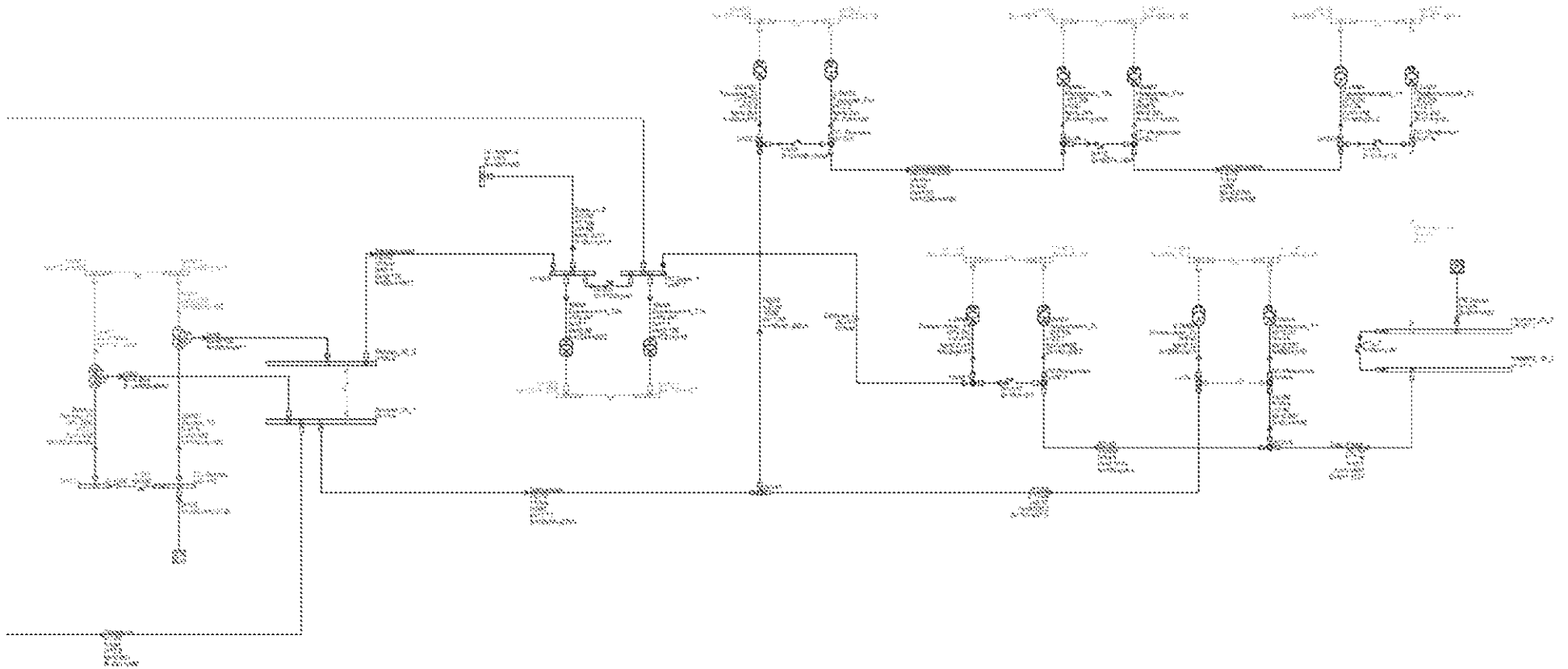
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Лютовская» с учетом регулирования напряжения (зимний максимум 2017 г.)



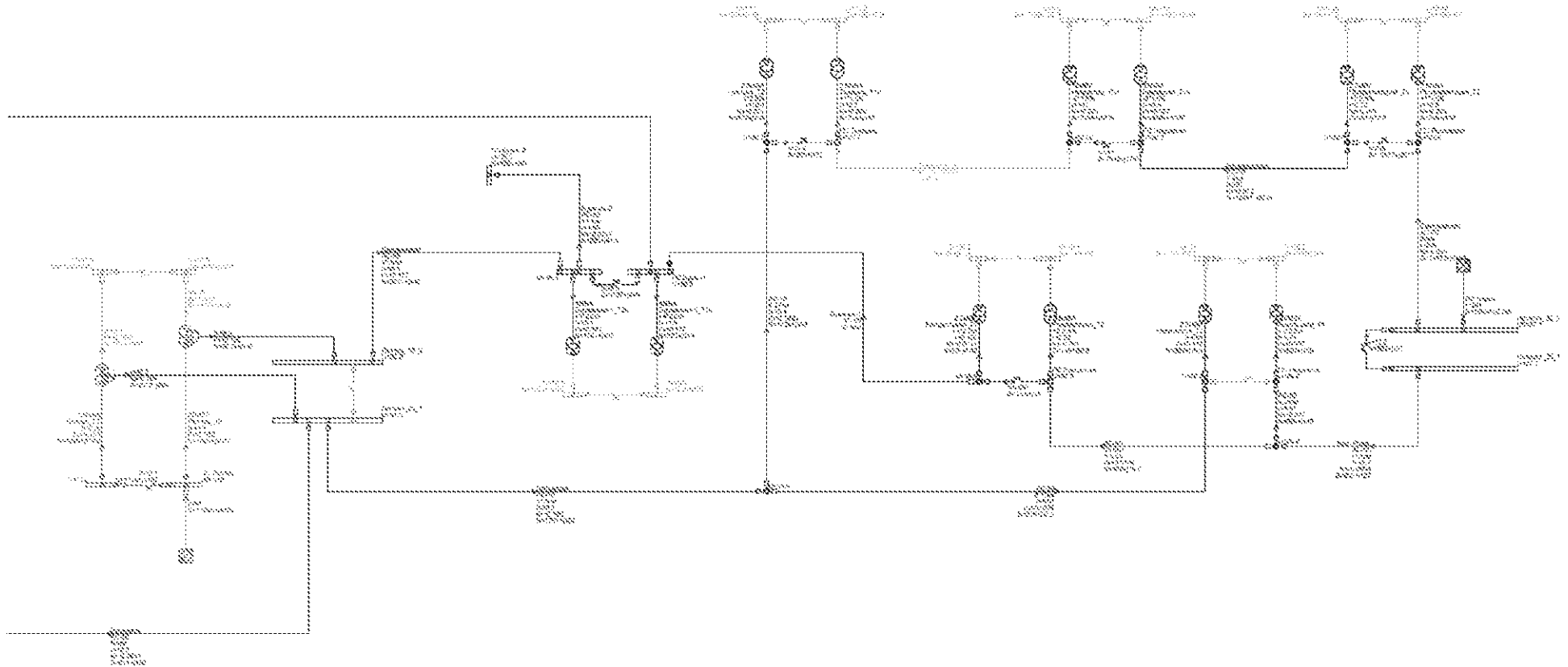
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Смирновская» (зимний максимум 2017 г.)



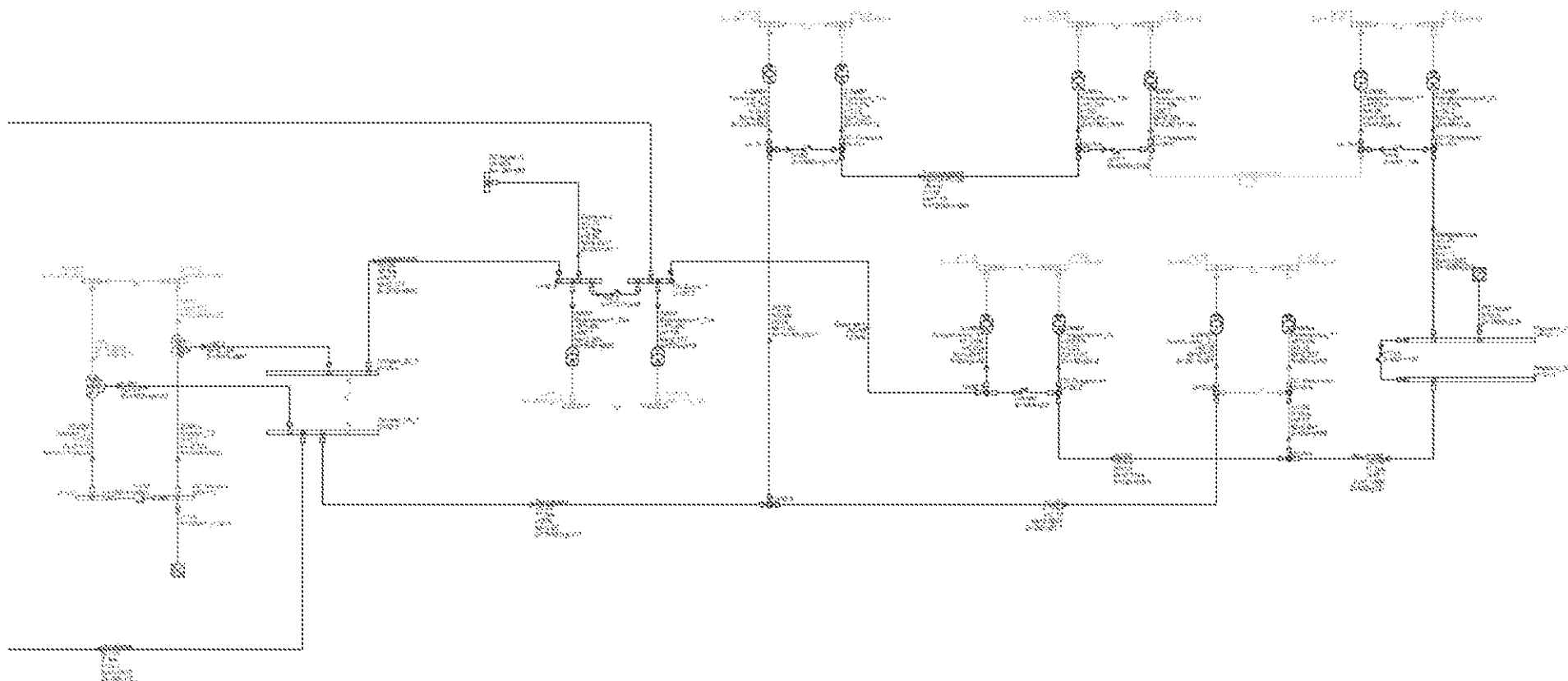
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Смирновская» с учетом регулирования напряжения (зимний максимум 2017 г.)



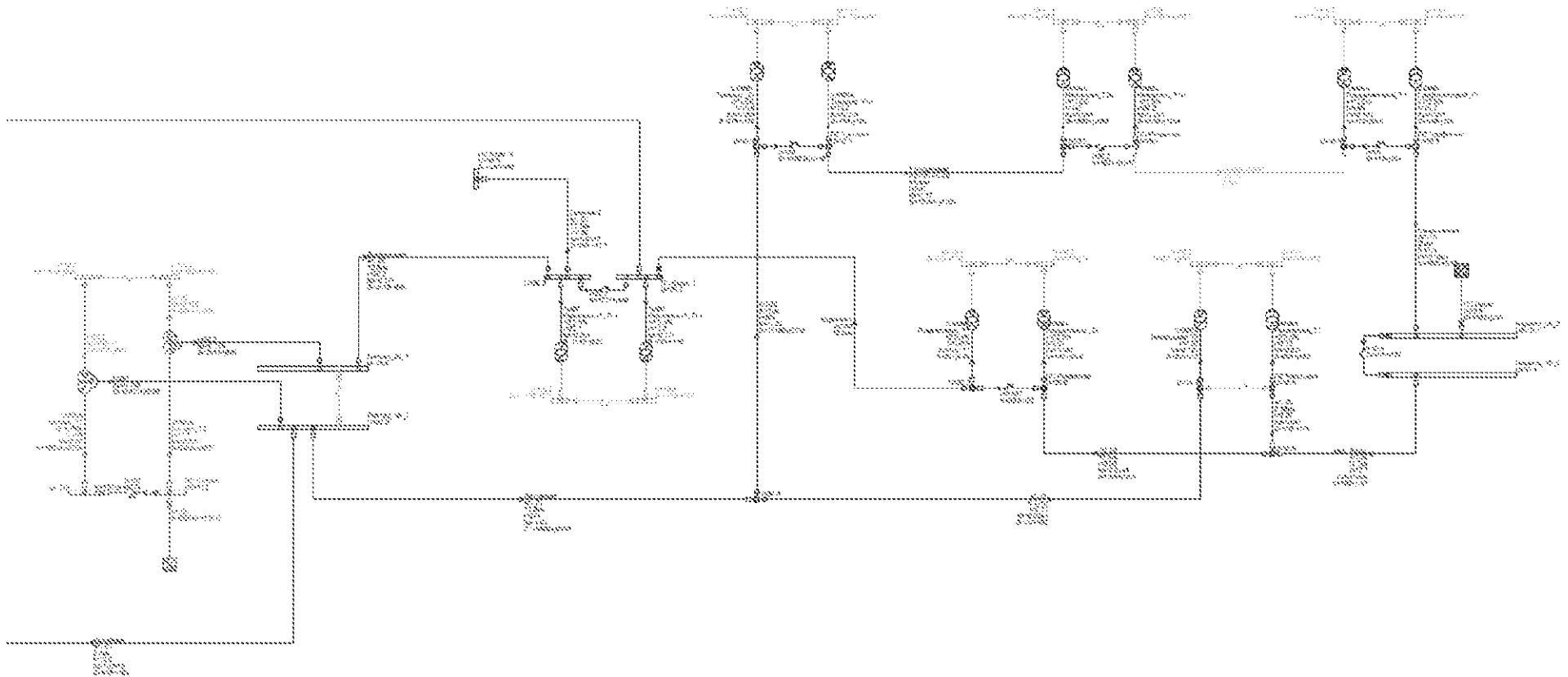
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Туношонская» (зимний максимум 2017 г.)



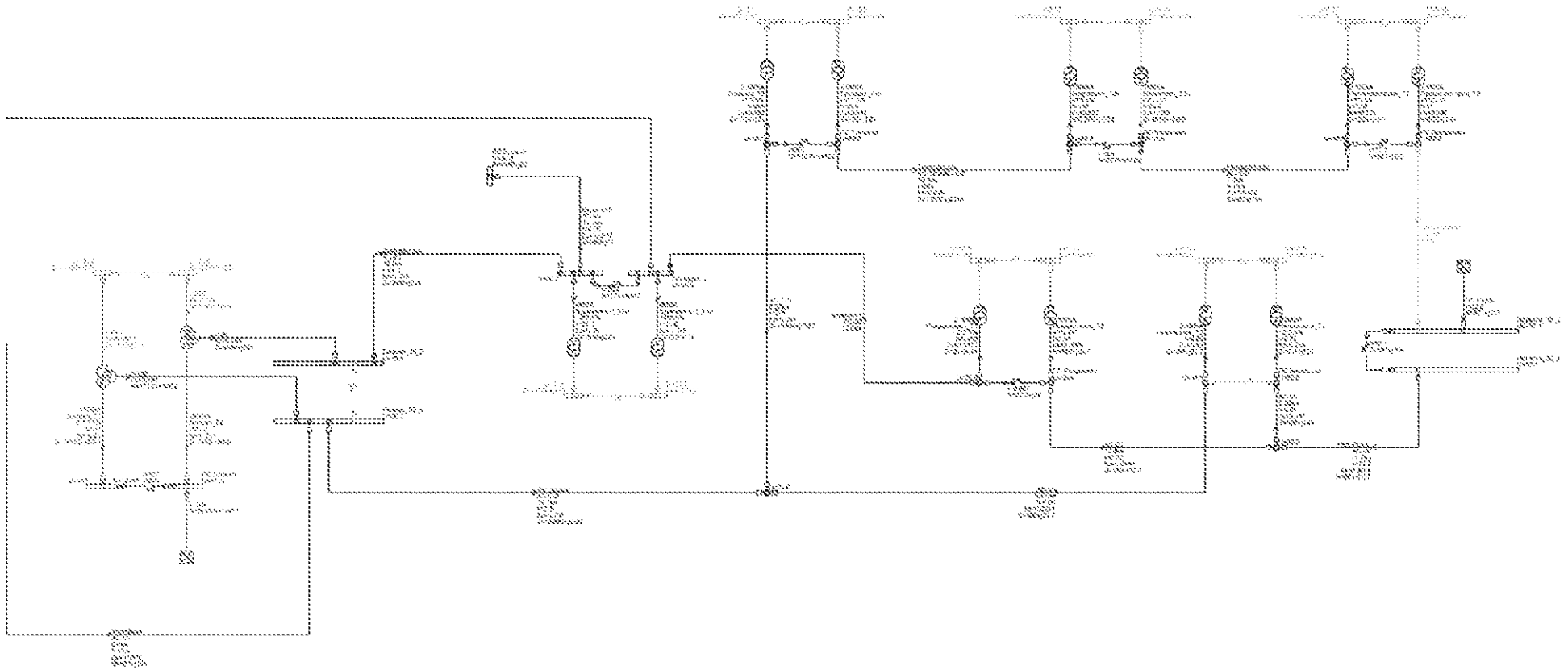
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Некрасовская» (зимний максимум 2017 г.)



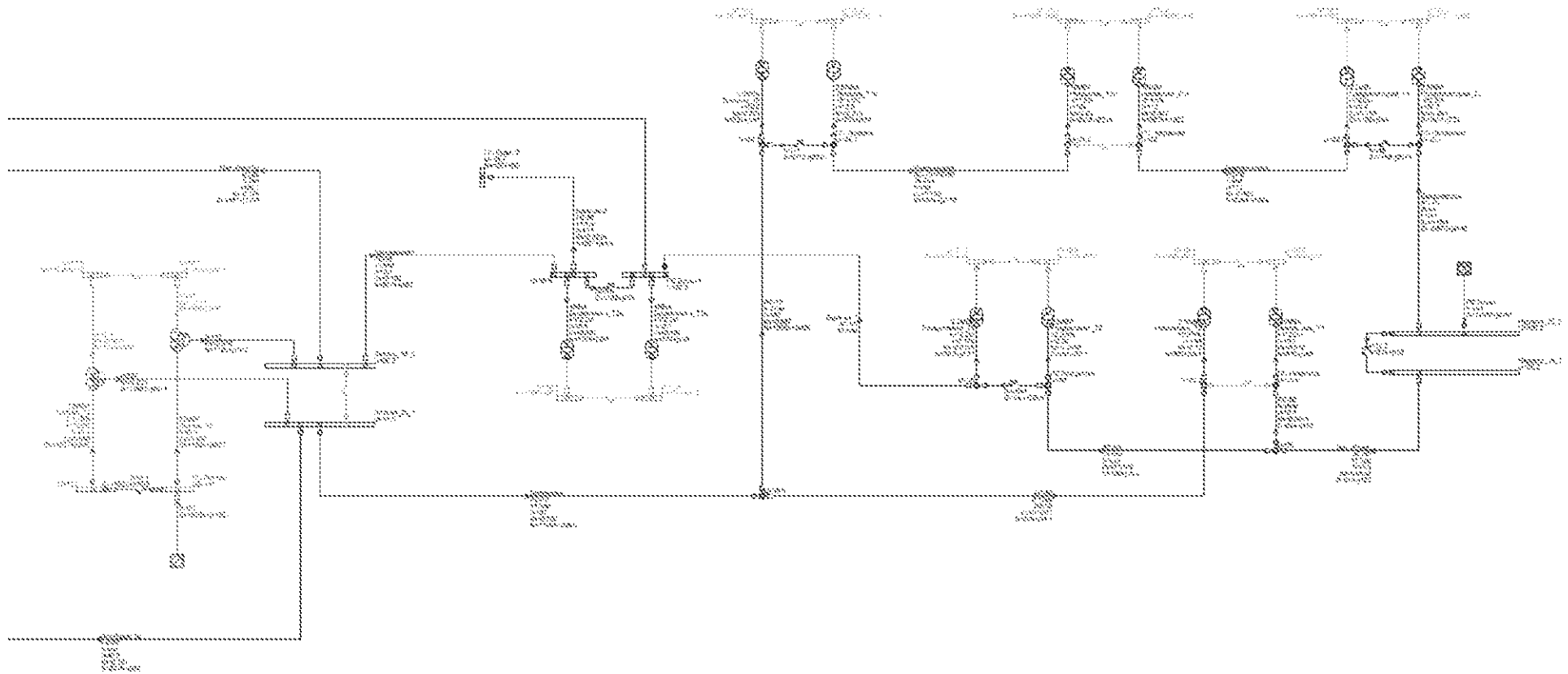
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Некрасовская» с учетом регулирования напряжения (зимний максимум 2017 г.)



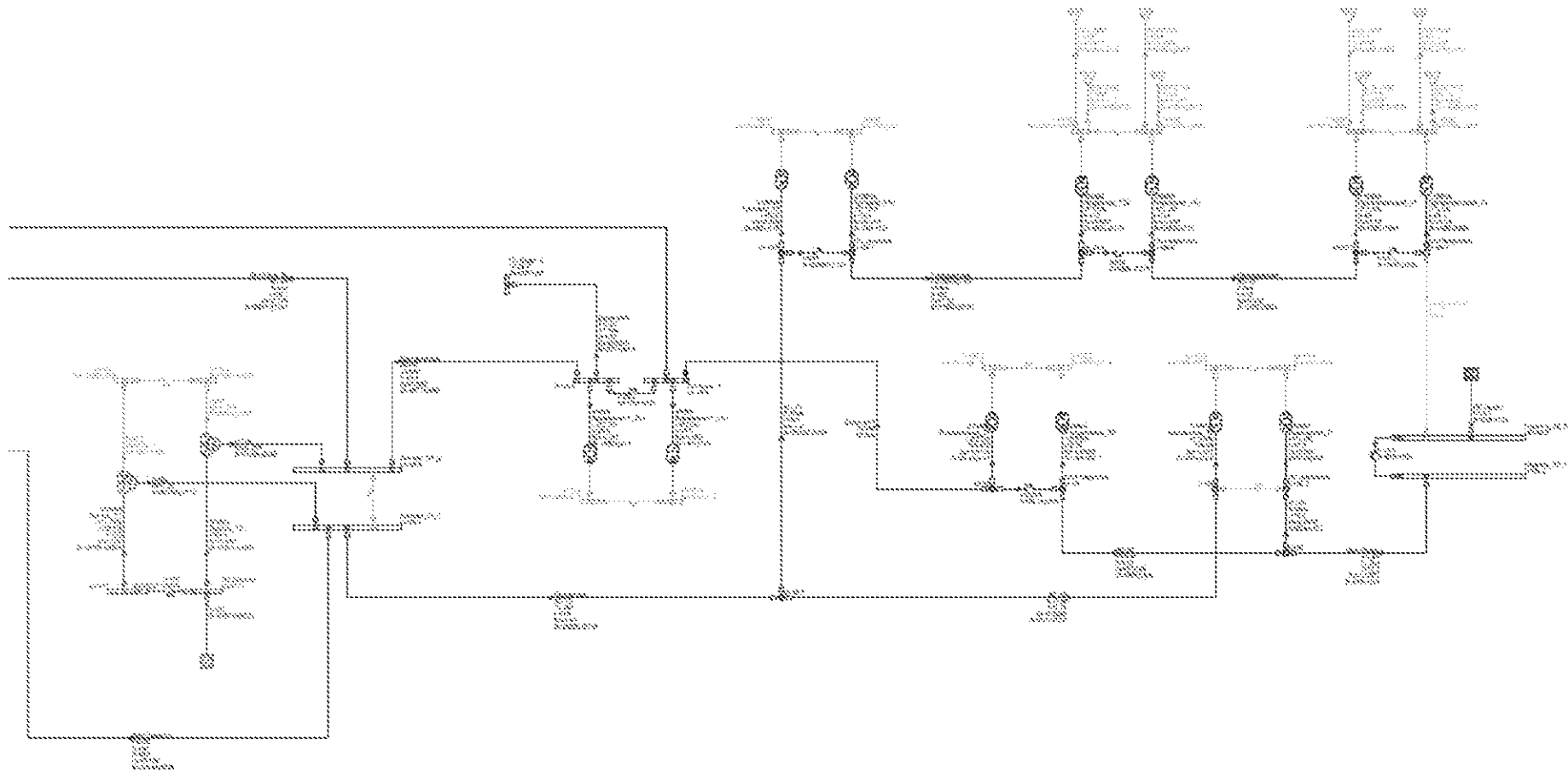
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Смирновская» с учетом замены провода (зимний максимум 2017 г.)



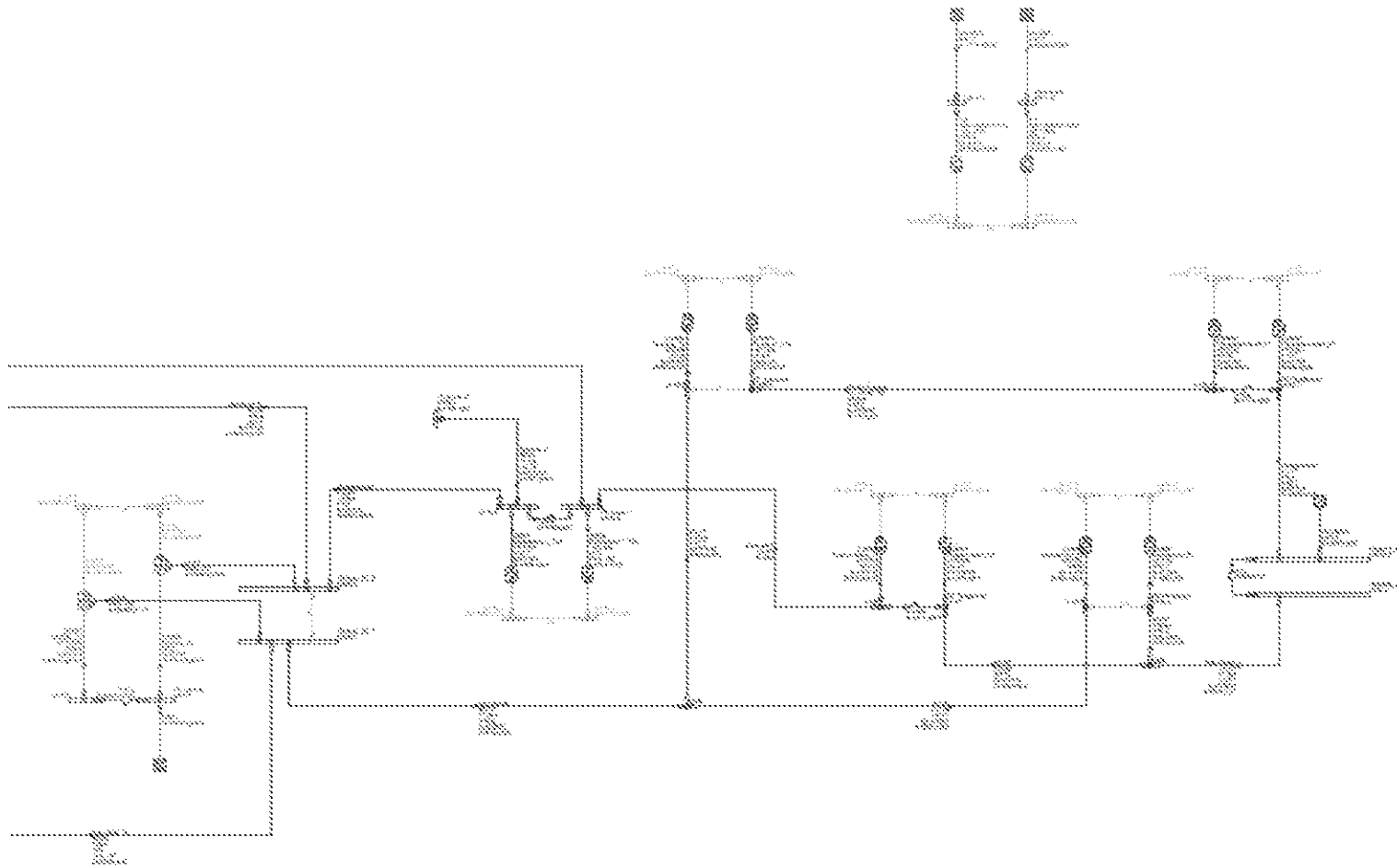
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Смирновская» с учетом выданных технических условий (зимний максимум 2022 г.)



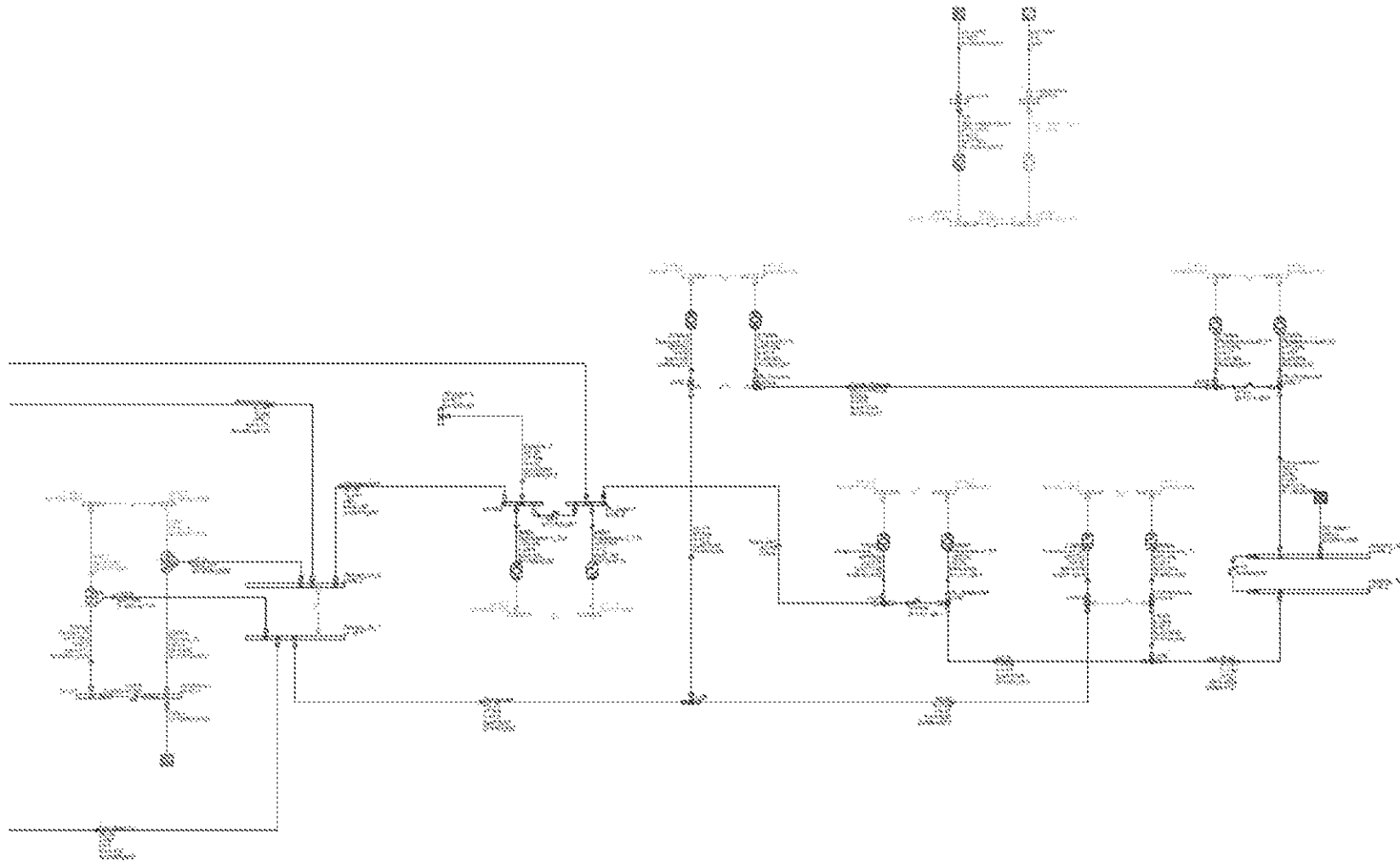
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Смирновская» с установкой БСК (зимний максимум 2022 г.)



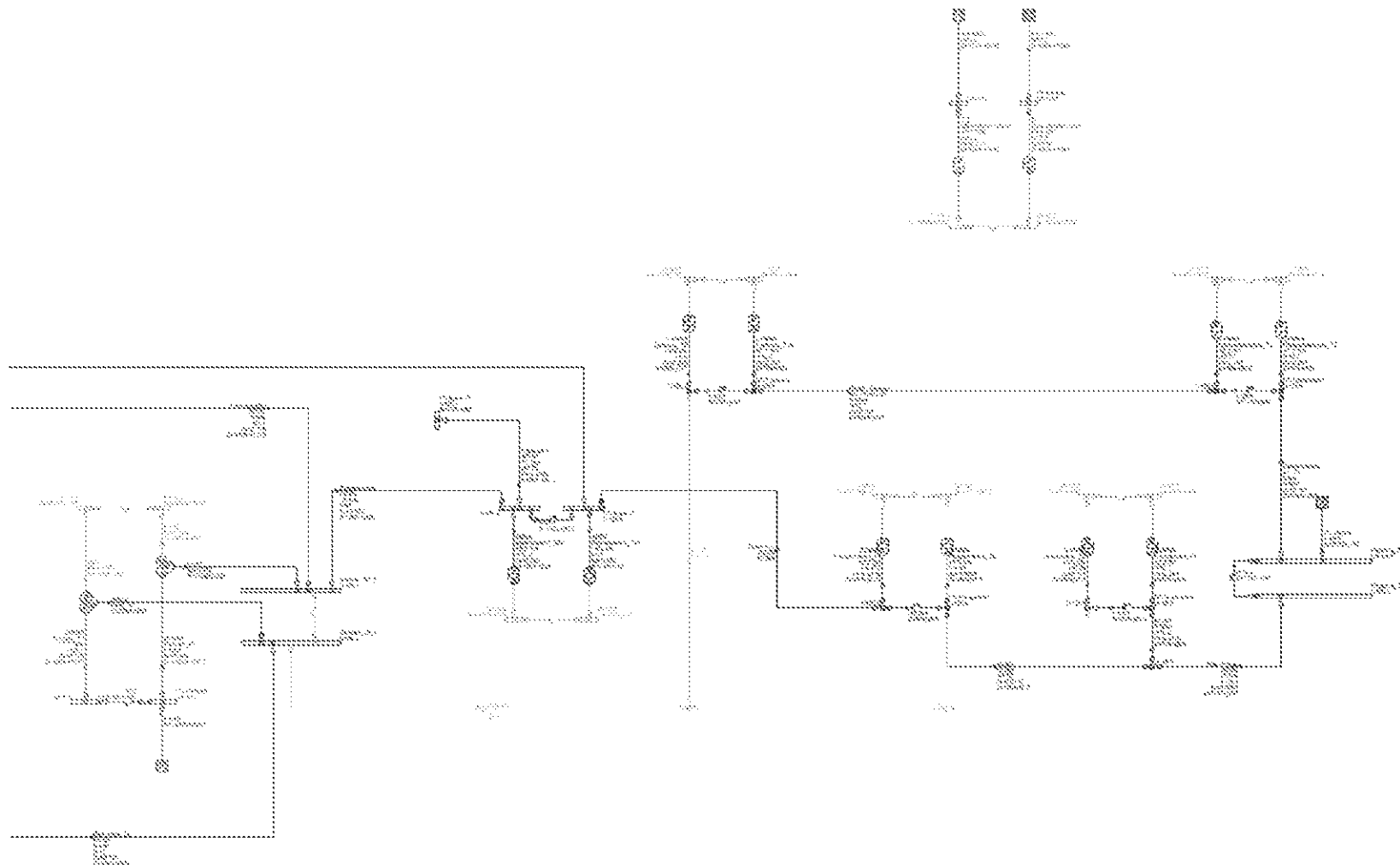
Нормальный режим (зимний максимум 2022 г.)



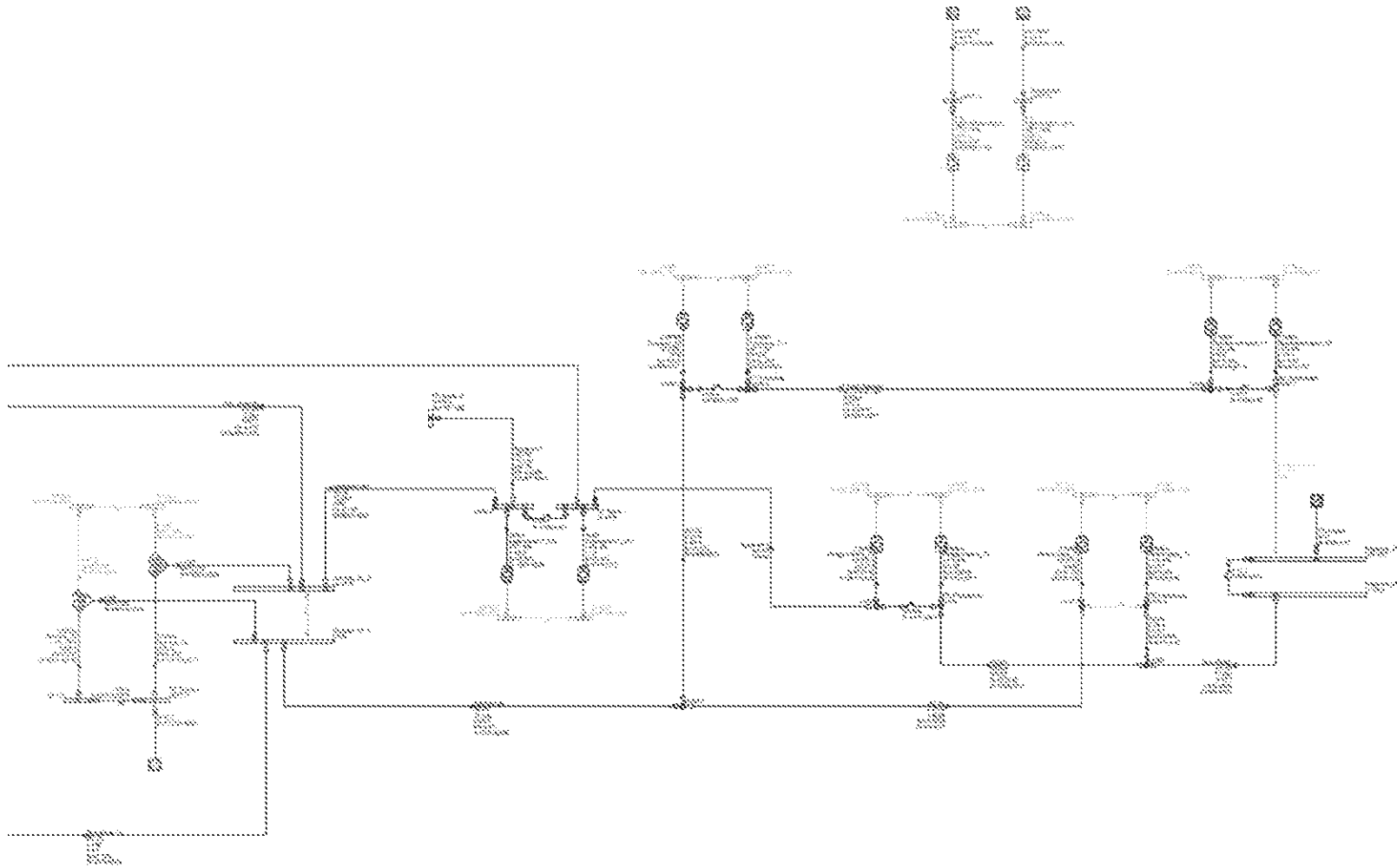
Аварийное отключение Т-1 ПС 110 кВ «Некрасово» (зимний максимум 2022 г.)



Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Лютовская» (зимний максимум 2022 г.)



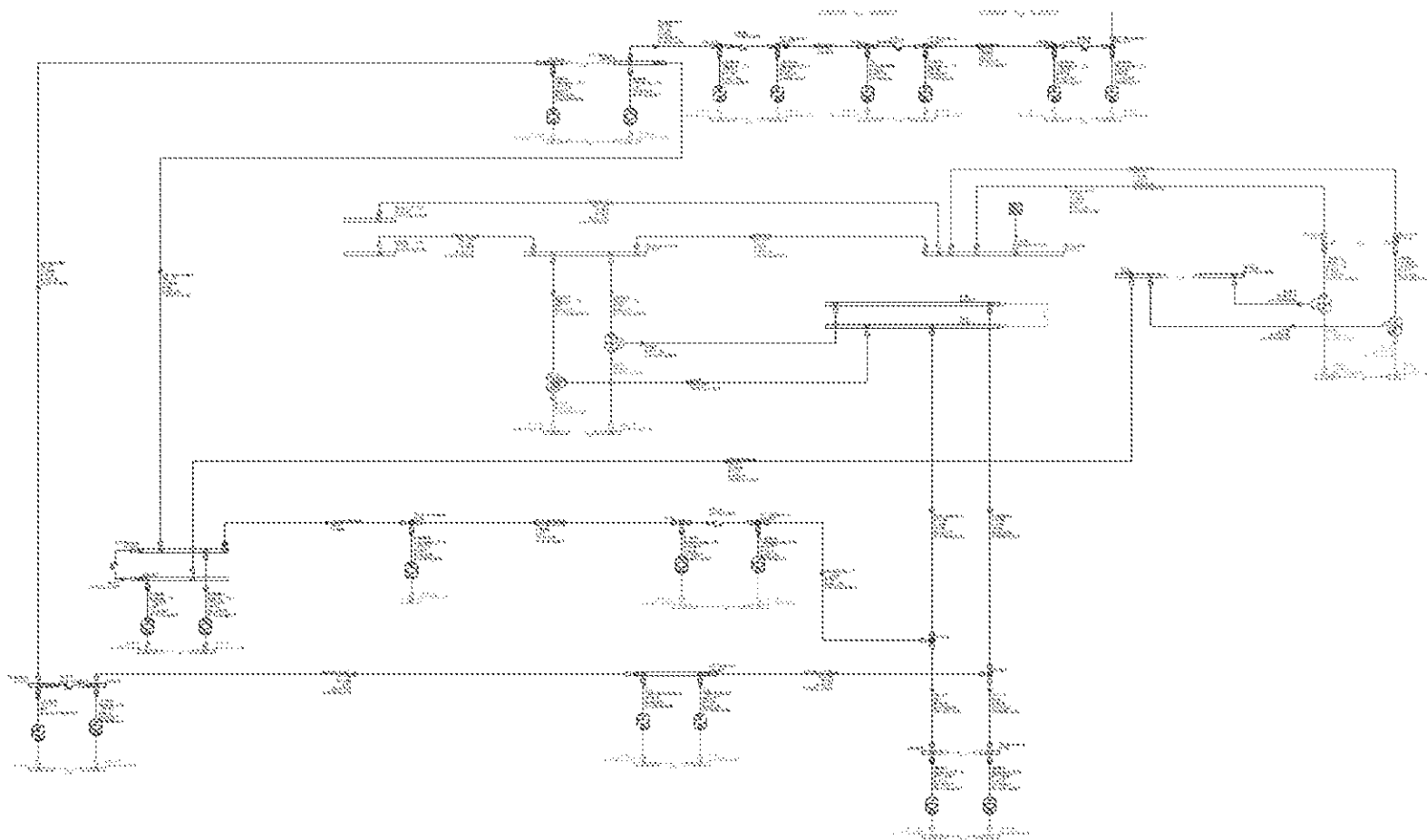
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Смирновская» (зимний максимум 2022 г.)



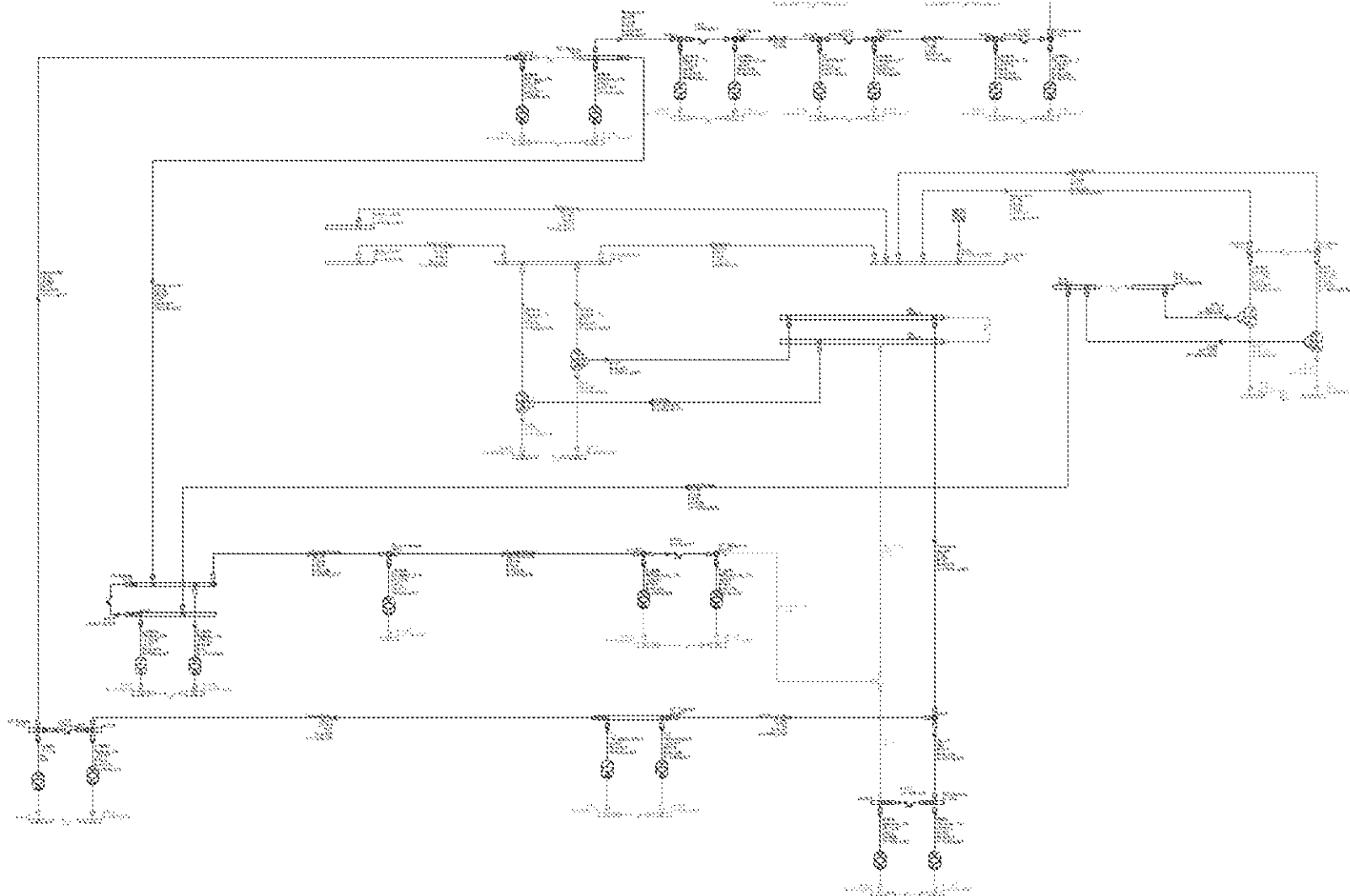
2. Расчеты электрических режимов к мероприятию «Реконструкция ПС 35 кВ «Глебово» с заменой трансформатора 2,5 МВА на 6,3 МВА, реконструкция РУ 35 кВ и реконструкция 2-й цепи ВЛ 35 кВ (АС-95, 10,4 км) вдоль существующей ВЛ 35 кВ «Переславль – Кибернетик» и далее по трассе ВЛ 35 кВ «Глебовская» (подпункты 1.3, 1.17 пункта 1 раздела II таблицы 33 Программы).

Рисунок 16

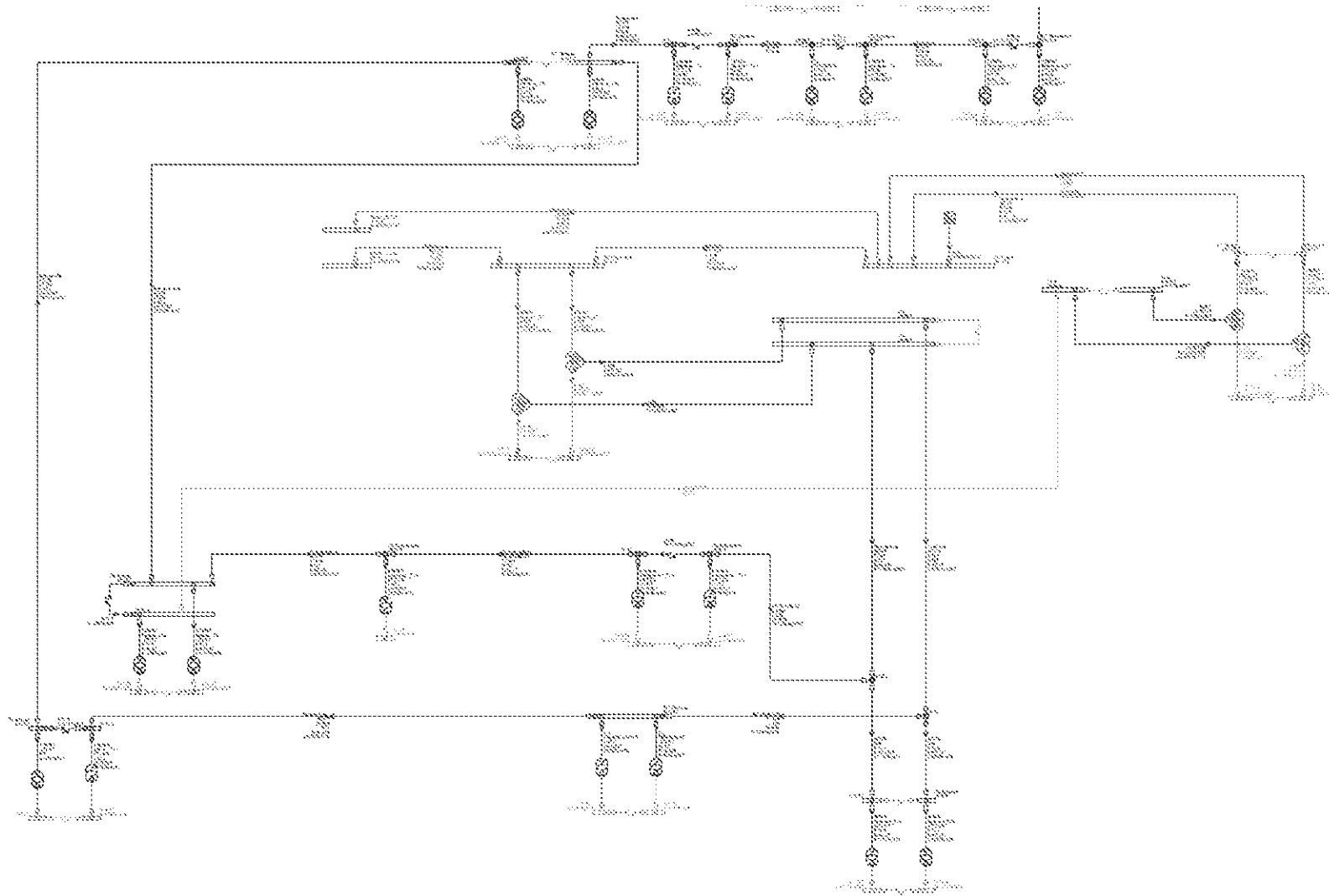
Нормальный режим (зимний максимум 2017 г.)



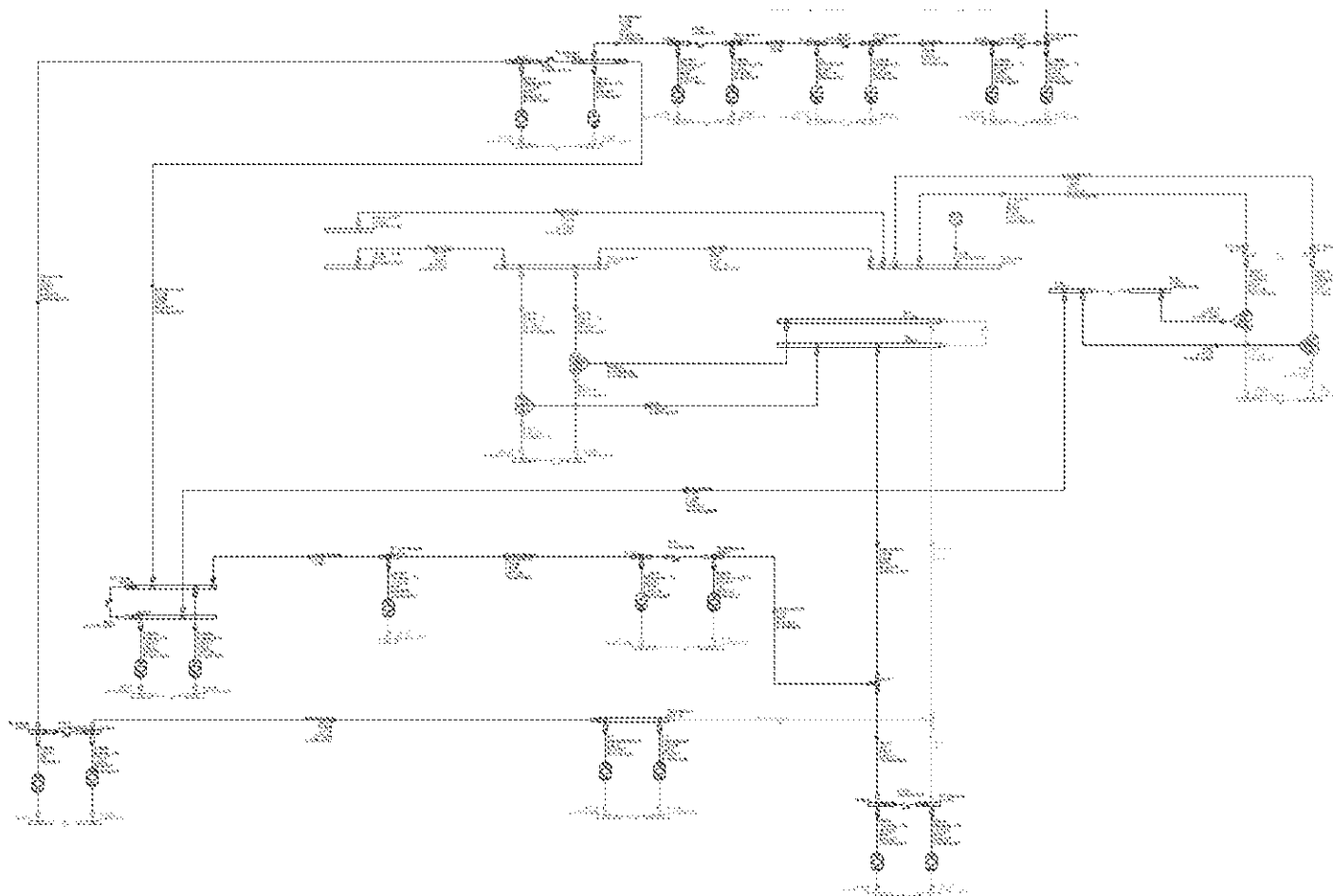
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Переславль – Кибернетик» (зимний максимум 2017 г.)



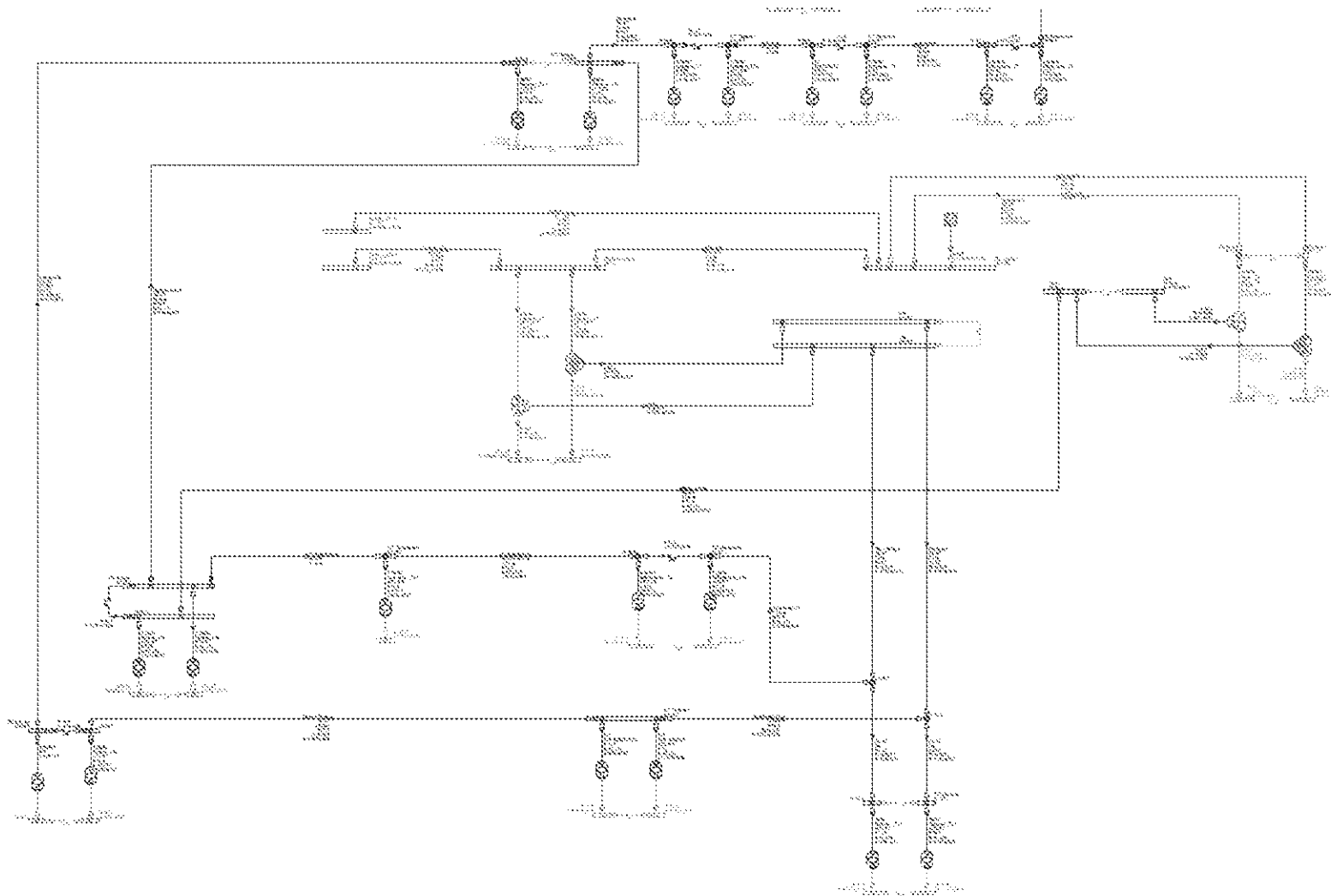
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Нила – Купань» (зимний максимум 2017 г.)



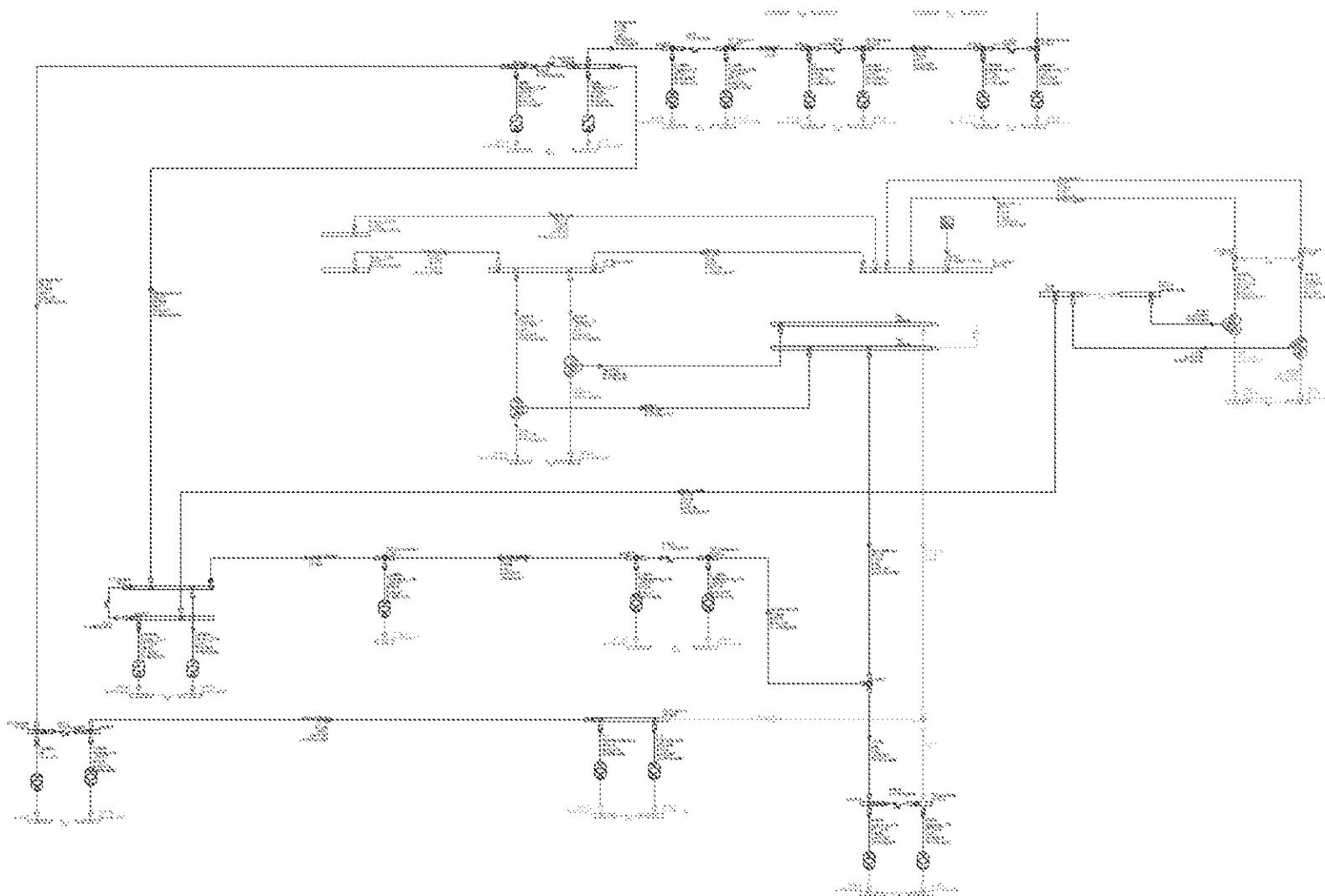
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Глебовская» (зимний максимум 2017 г.)



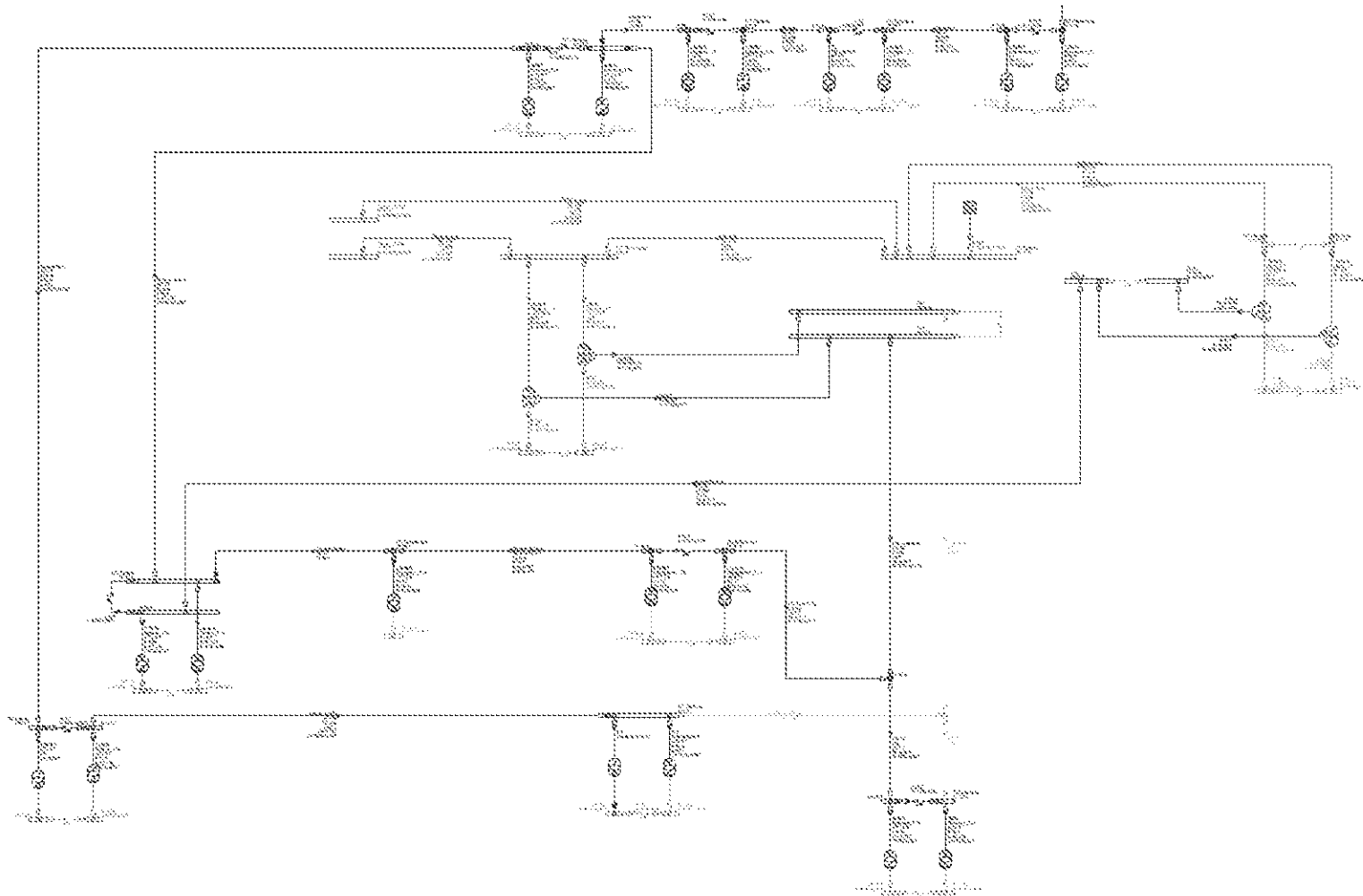
Нормальный режим (летний максимум 2017 г.)



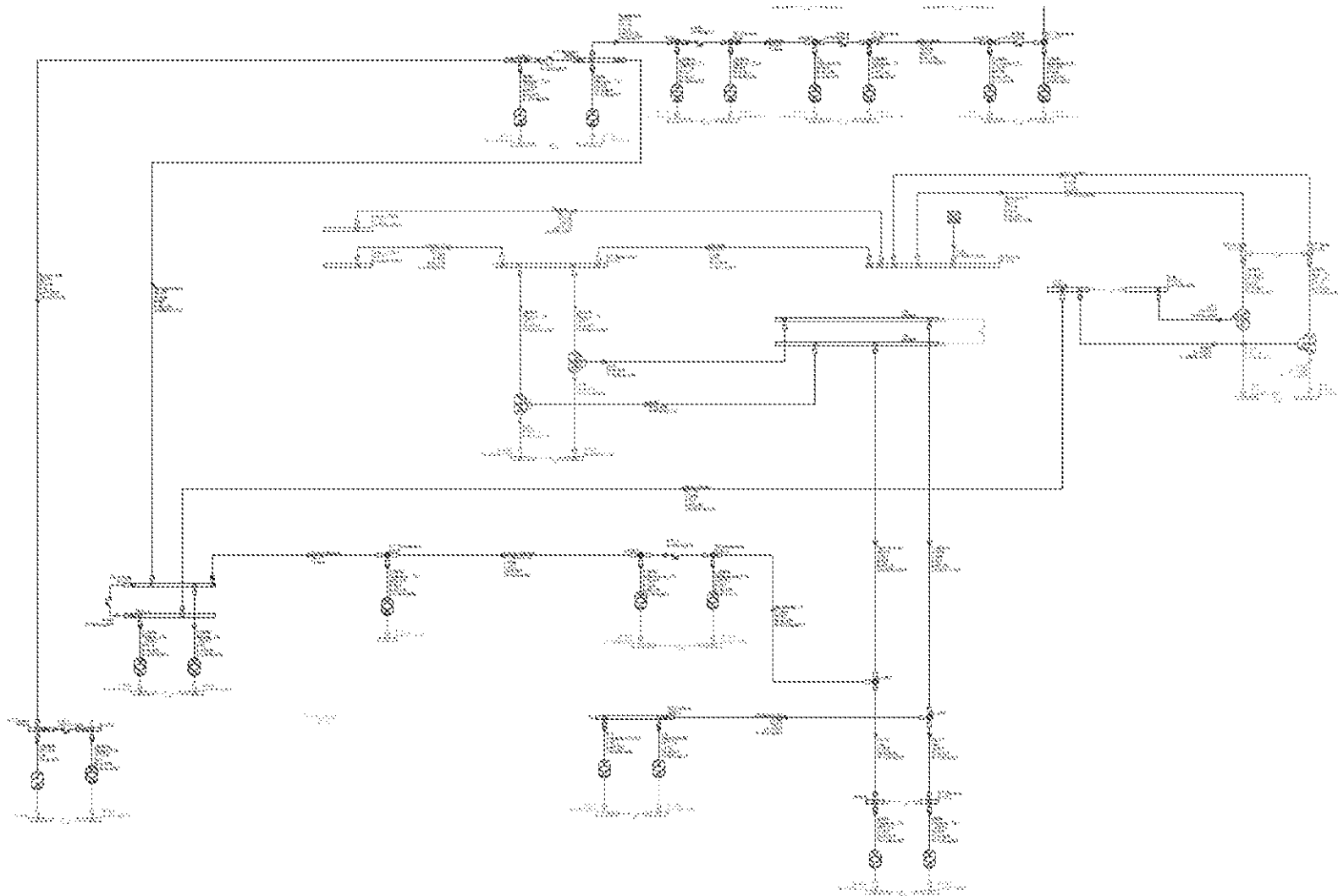
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Глебовская» (летний максимум 2017 г.)



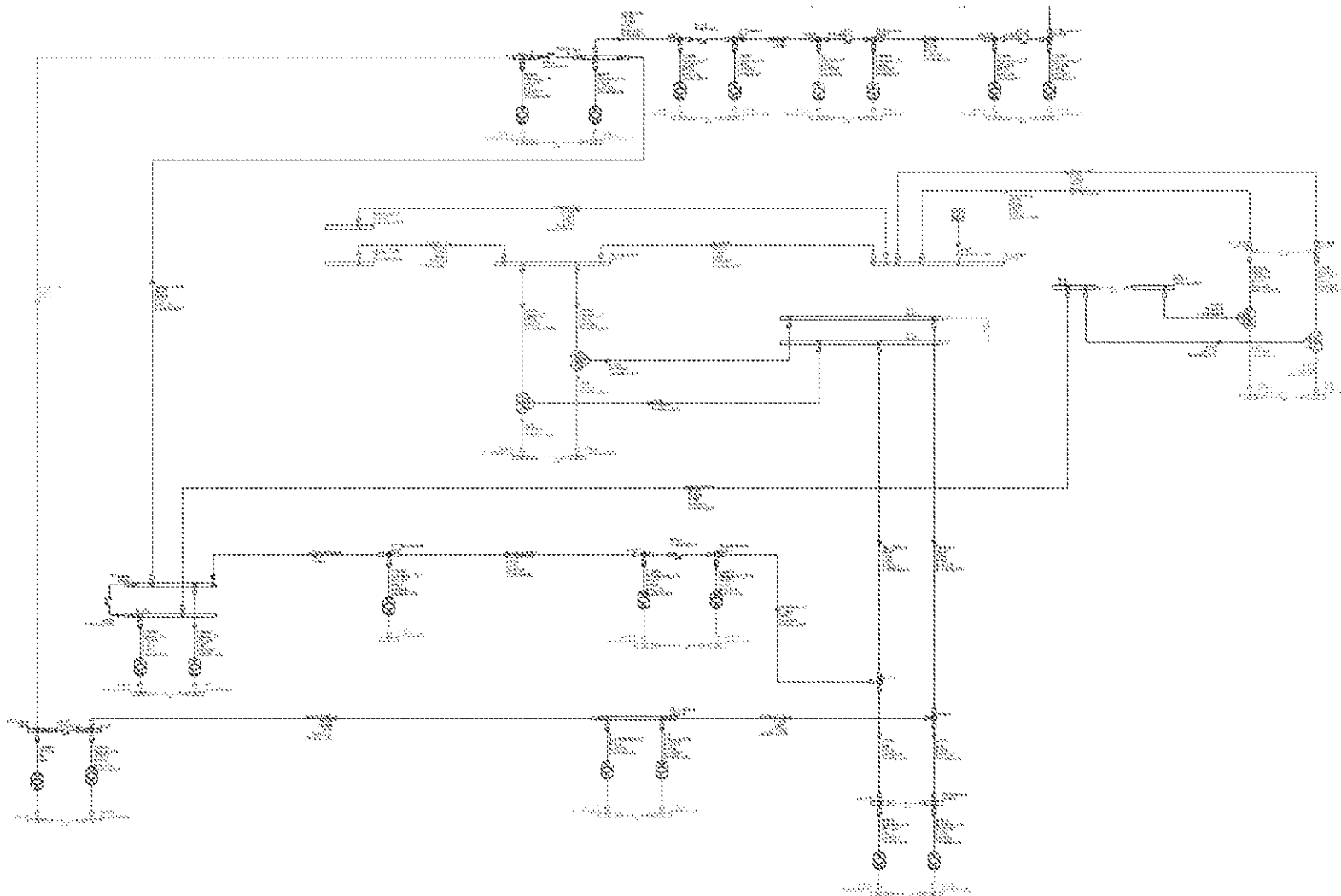
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Глебовская» с учетом регулирования напряжения
(летний максимум 2017 г.)



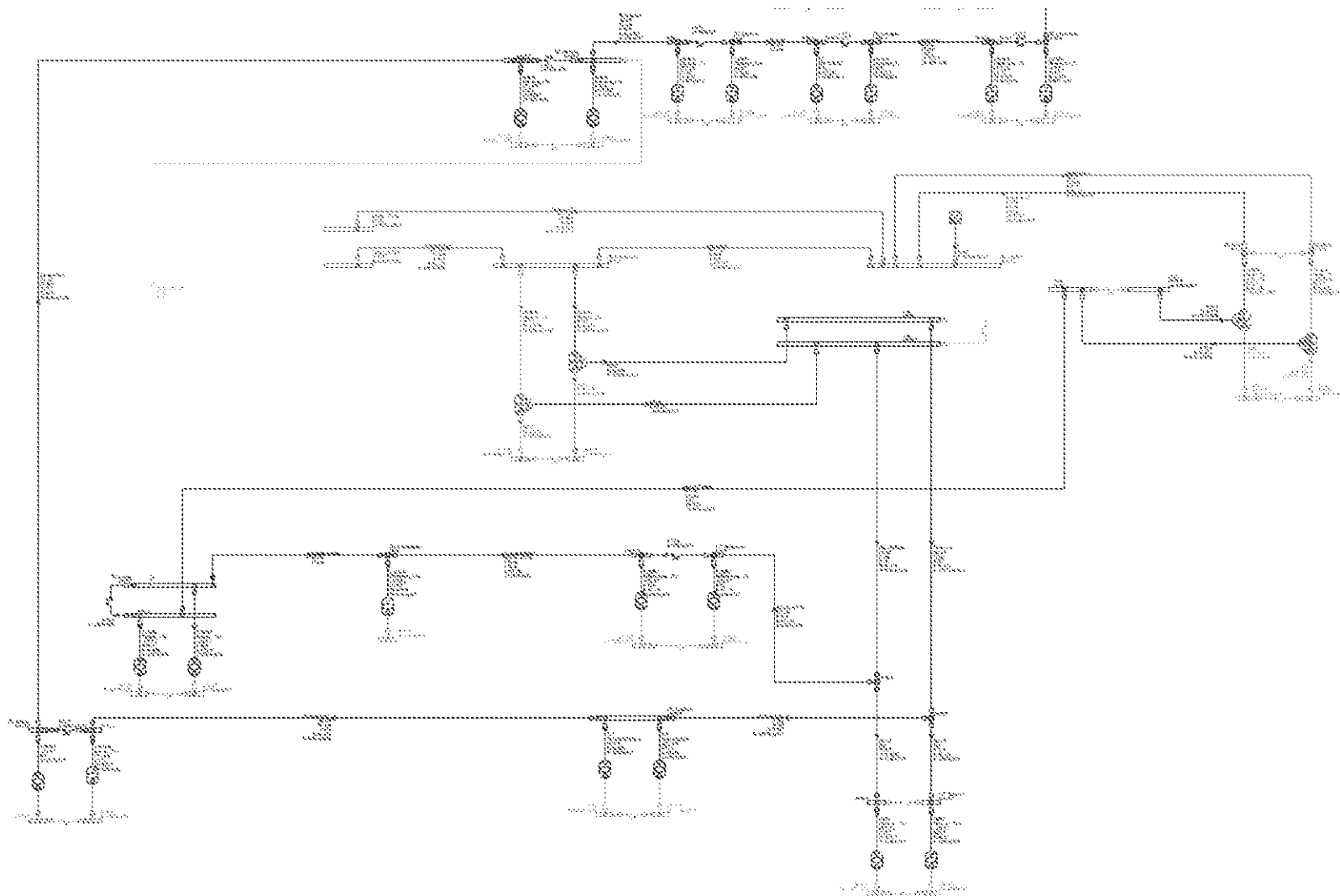
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Батки – Глебово» (зимний максимум 2017 г.)



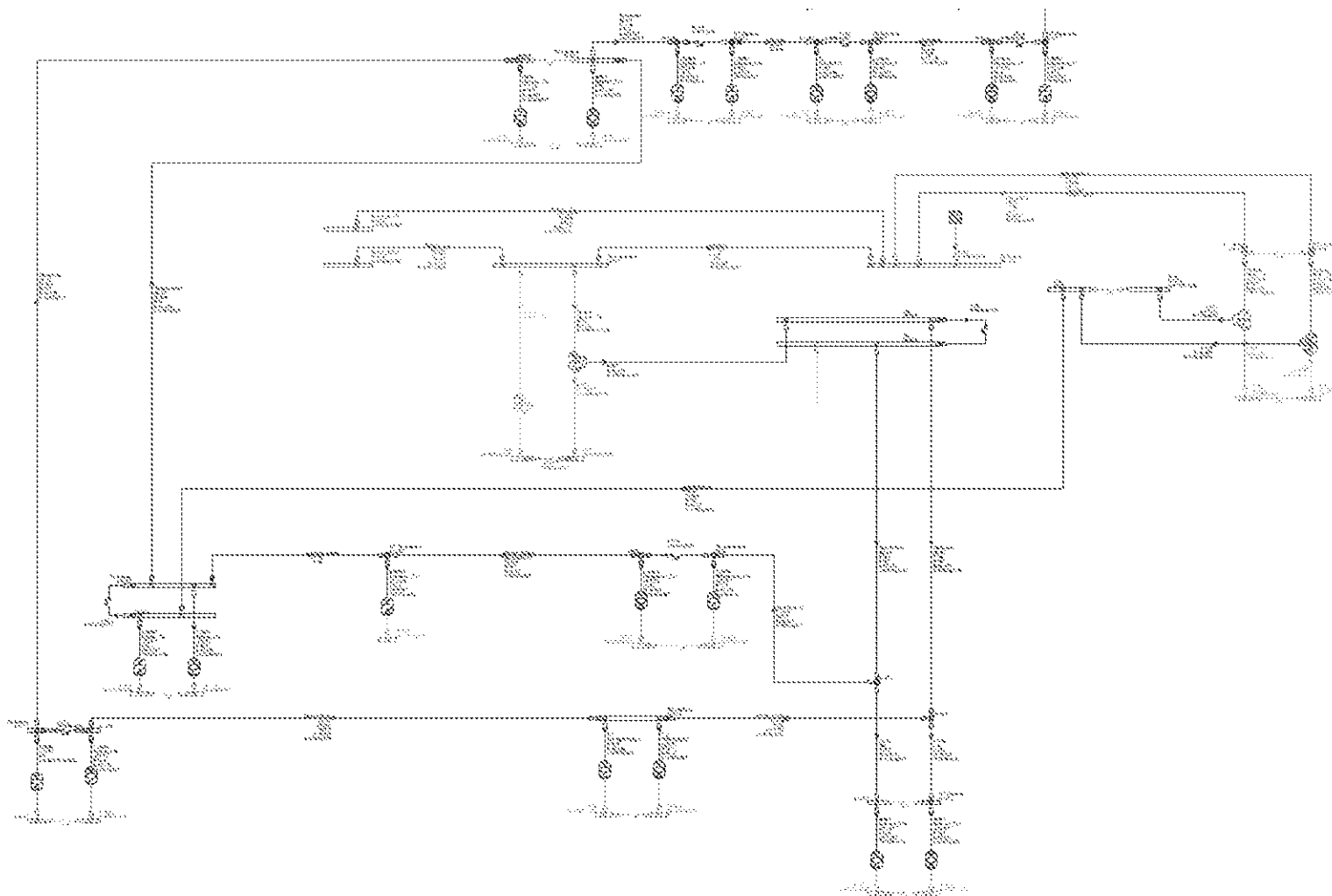
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Батки – Нагорье» (зимний максимум 2017 г.)



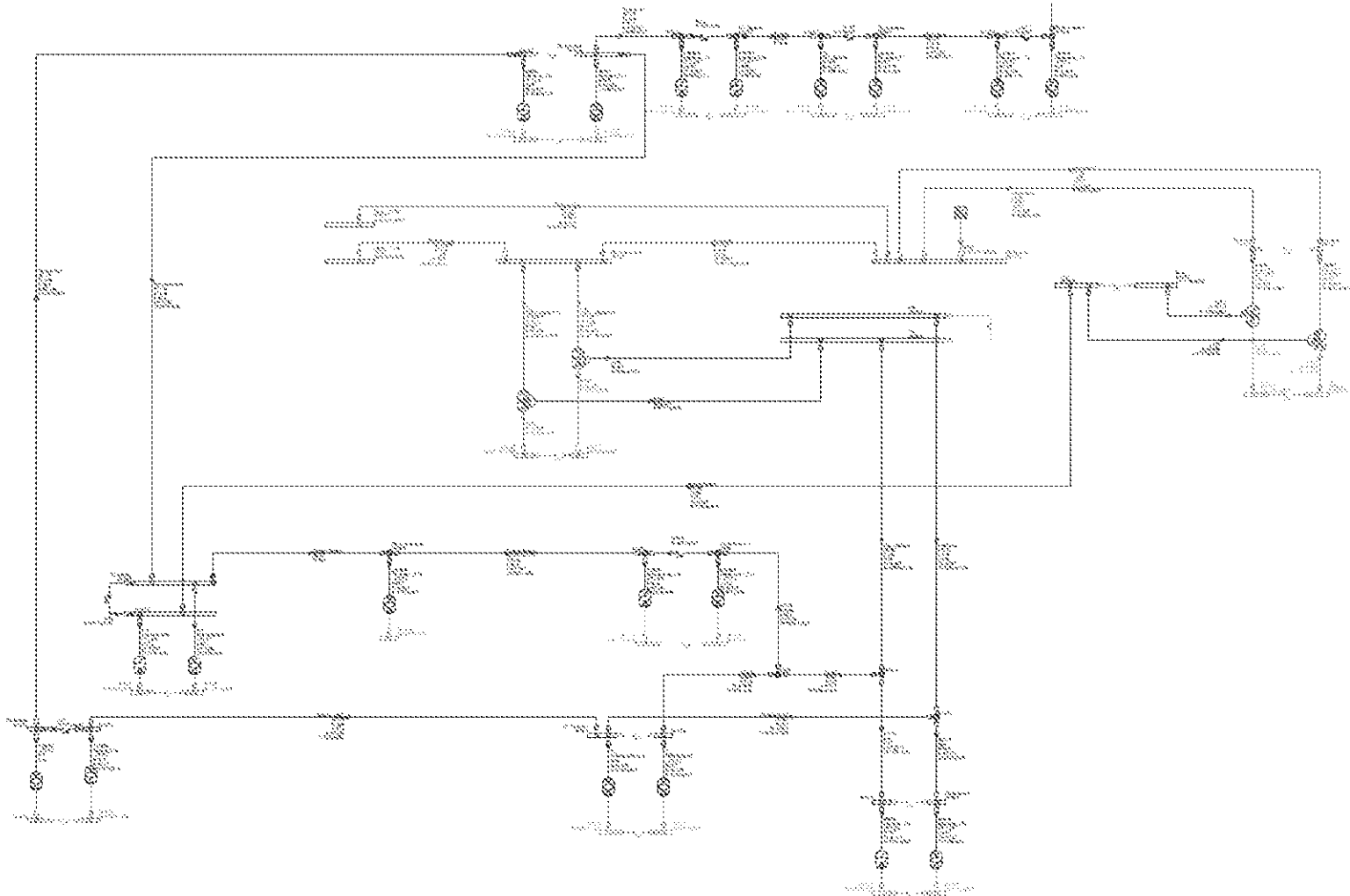
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Нагорьевская» (зимний максимум 2017 г.)



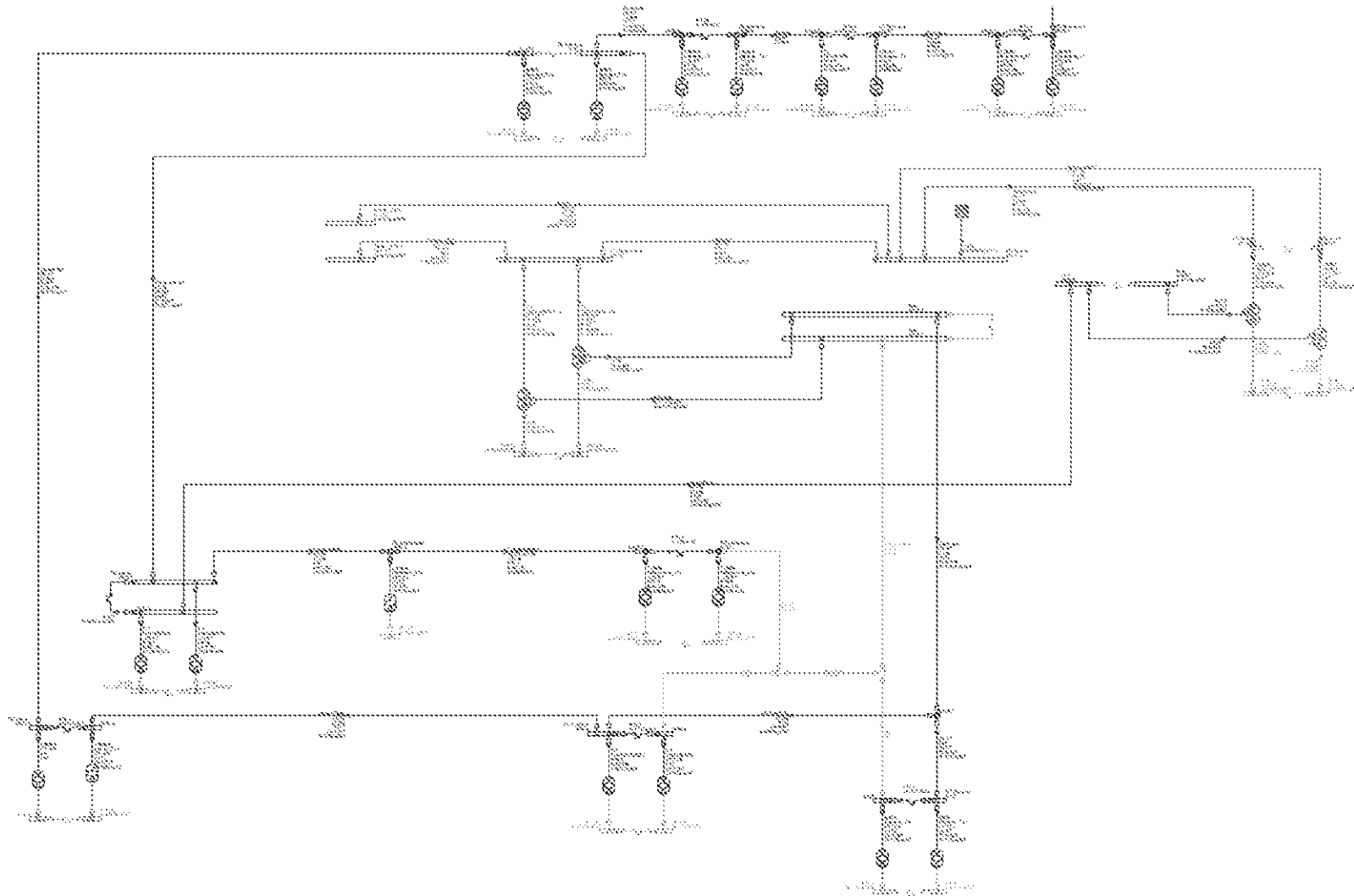
Аварийное отключение Т-1 ПС 110 кВ «Переславль» (зимний максимум 2017 г.)



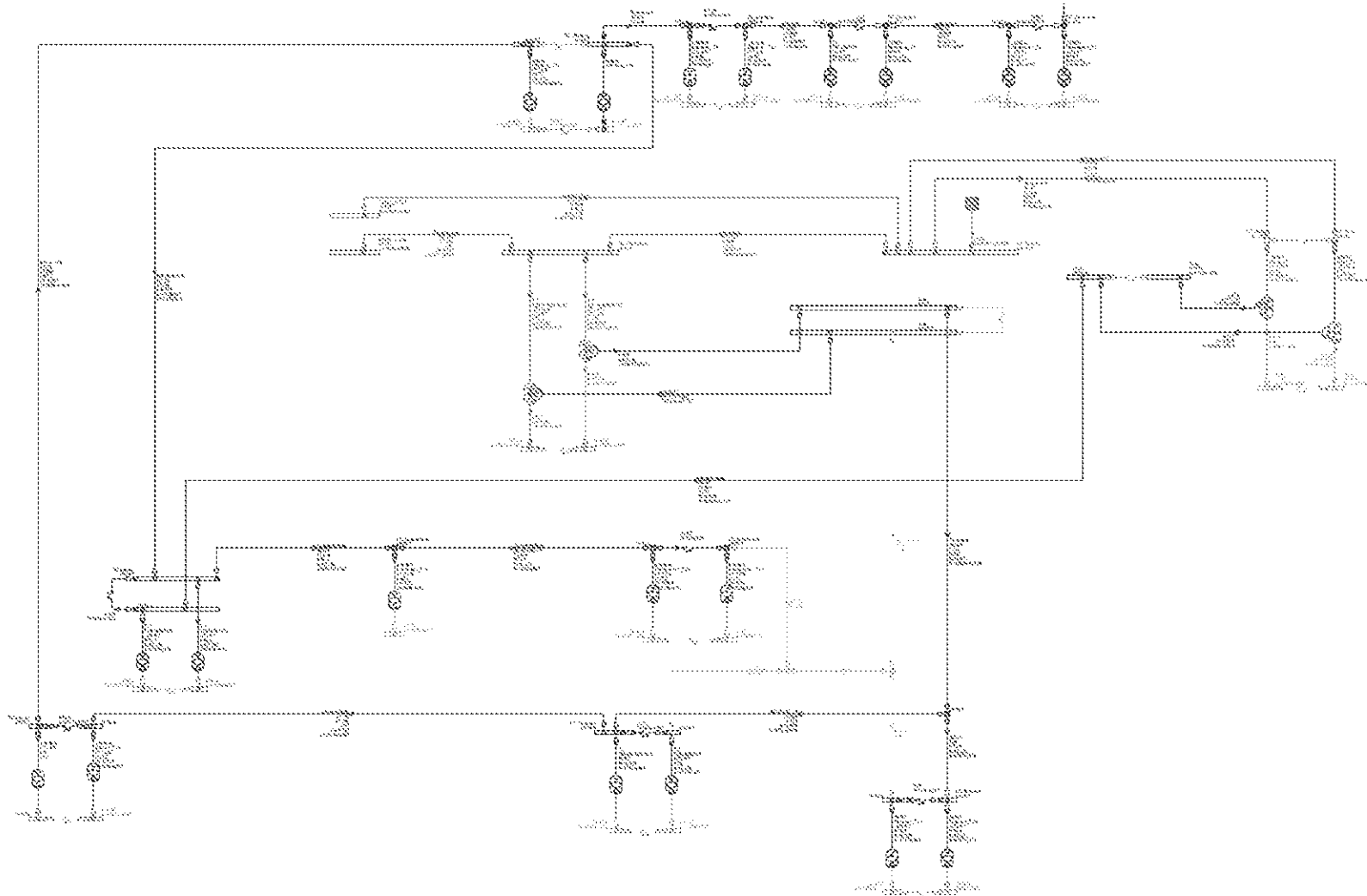
Нормальный режим (зимний максимум 2022 г.)



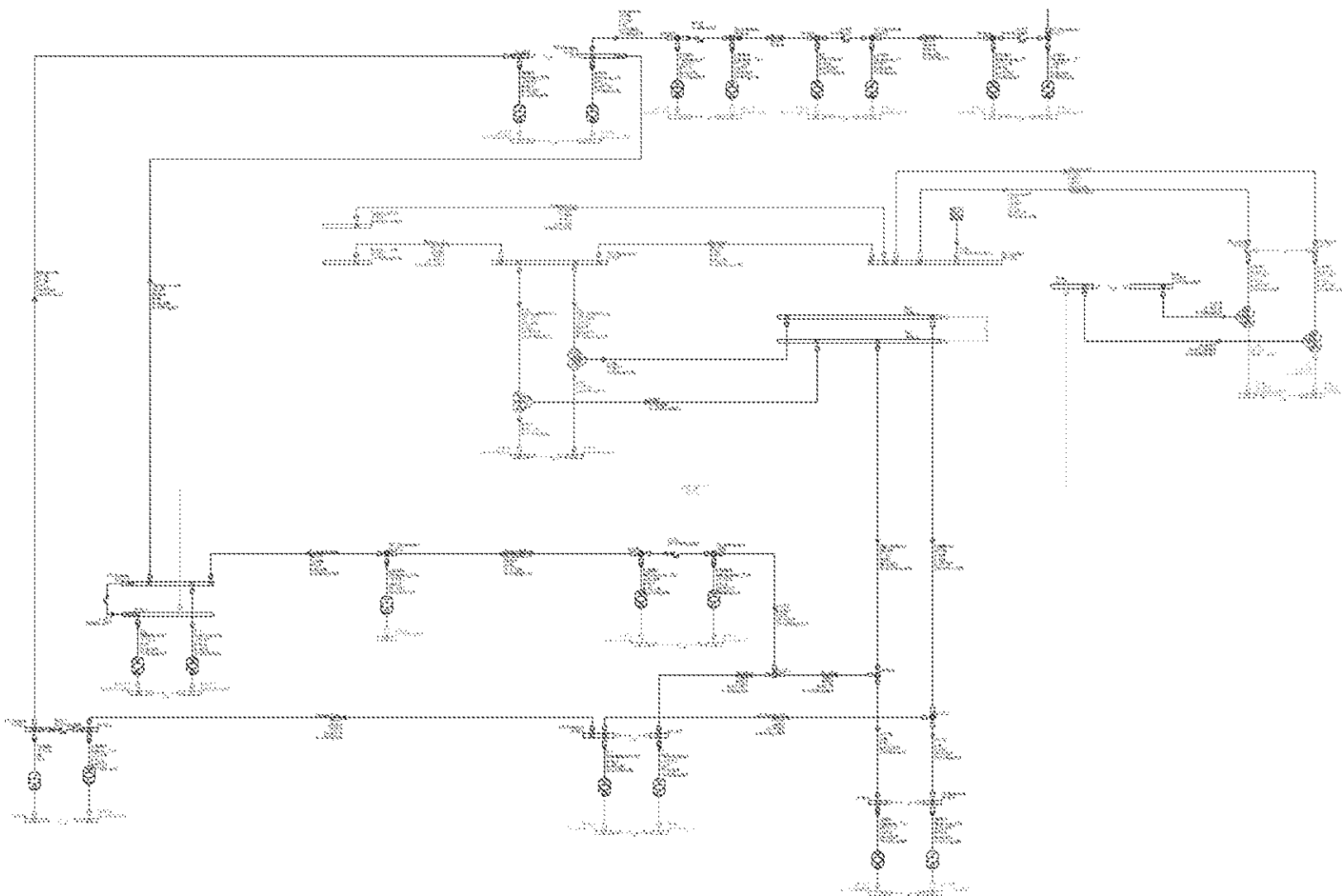
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Переславль – Кибернетик» (зимний максимум 2022 г.)



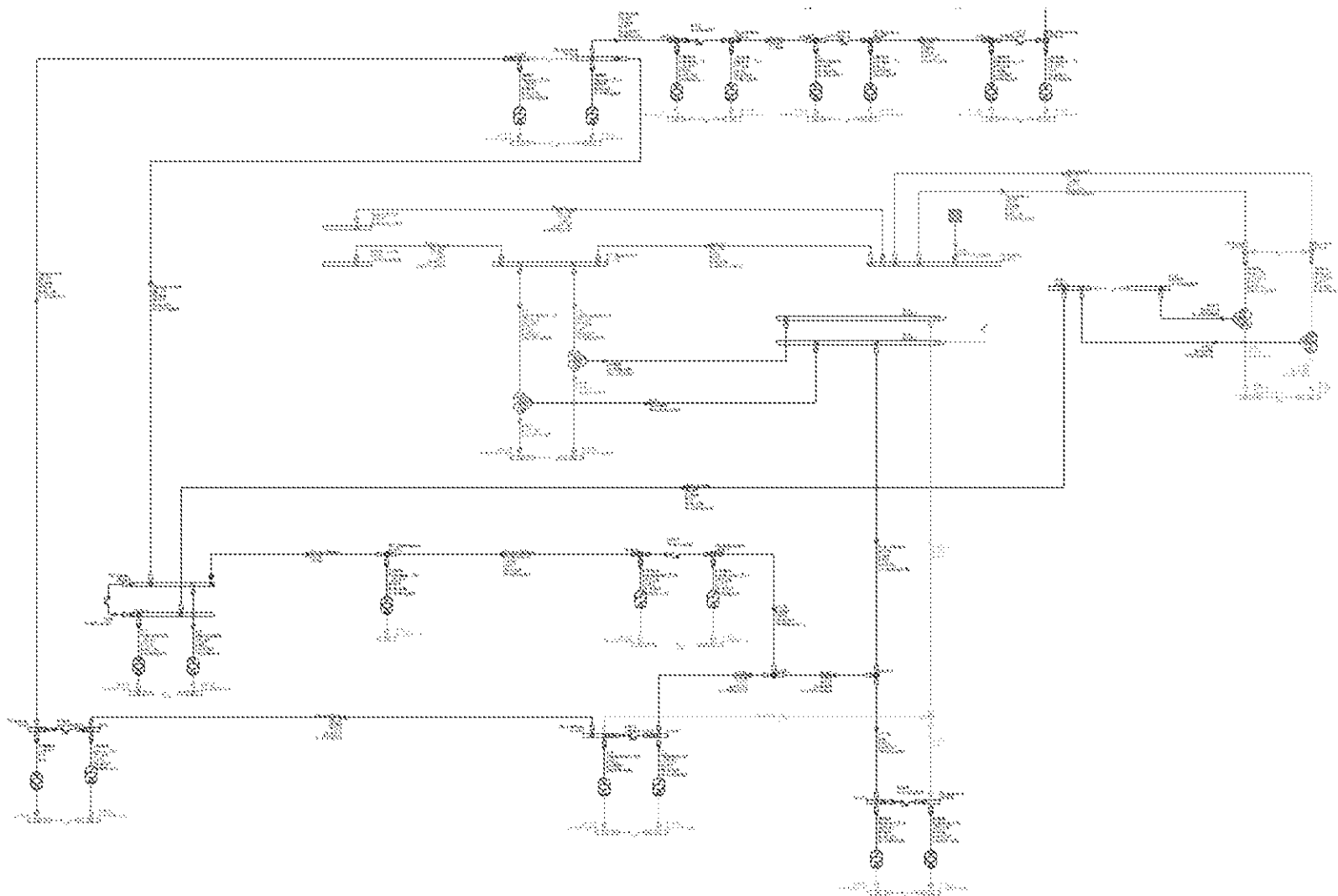
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Переславль – Кибернетик» с переводом ПС 35 кВ «Сараево» по сети 35 кВ на питание от ПС 110 кВ «Углич» (зимний максимум 2022 г.)



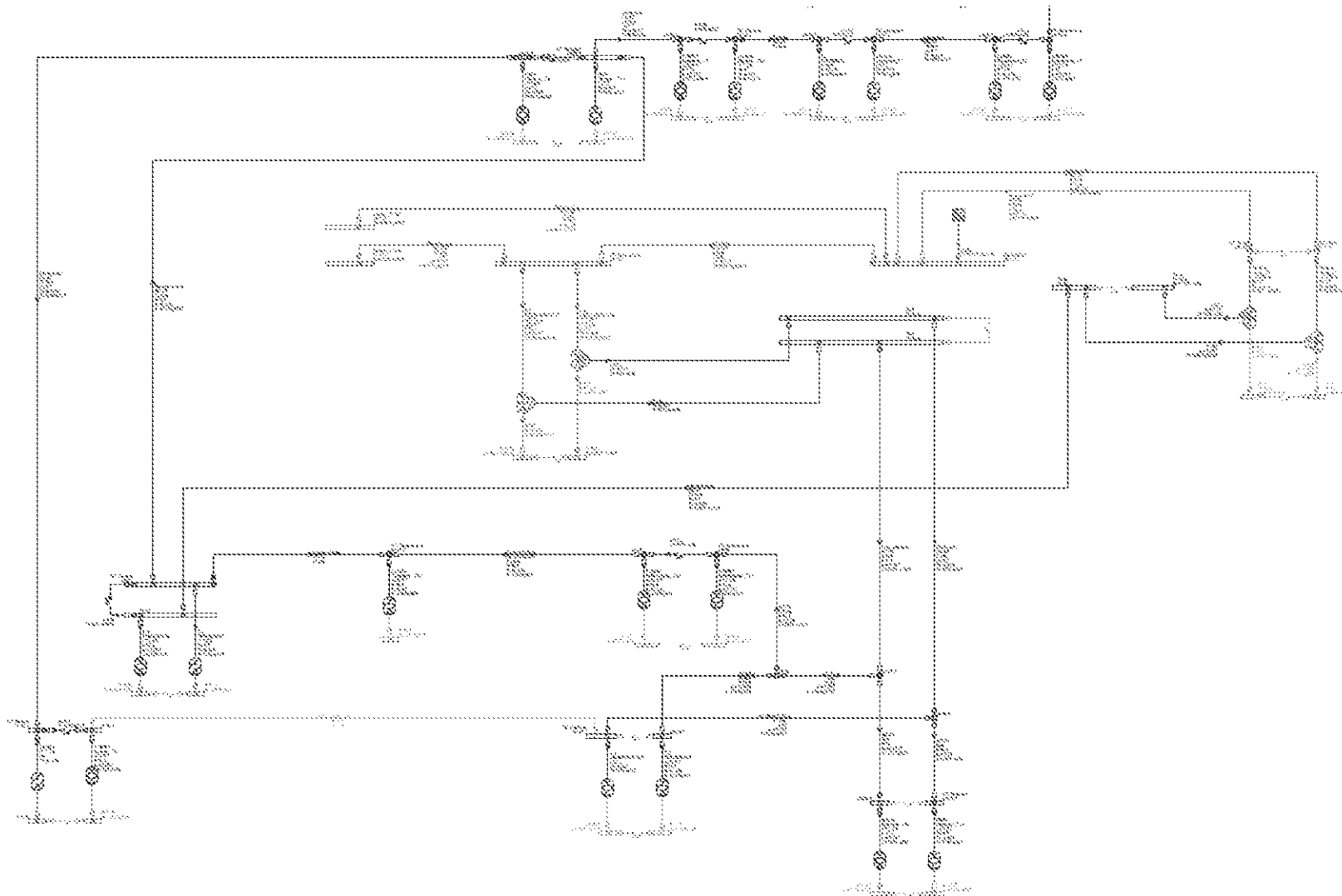
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Нила – Купань» (зимний максимум 2022 г.)



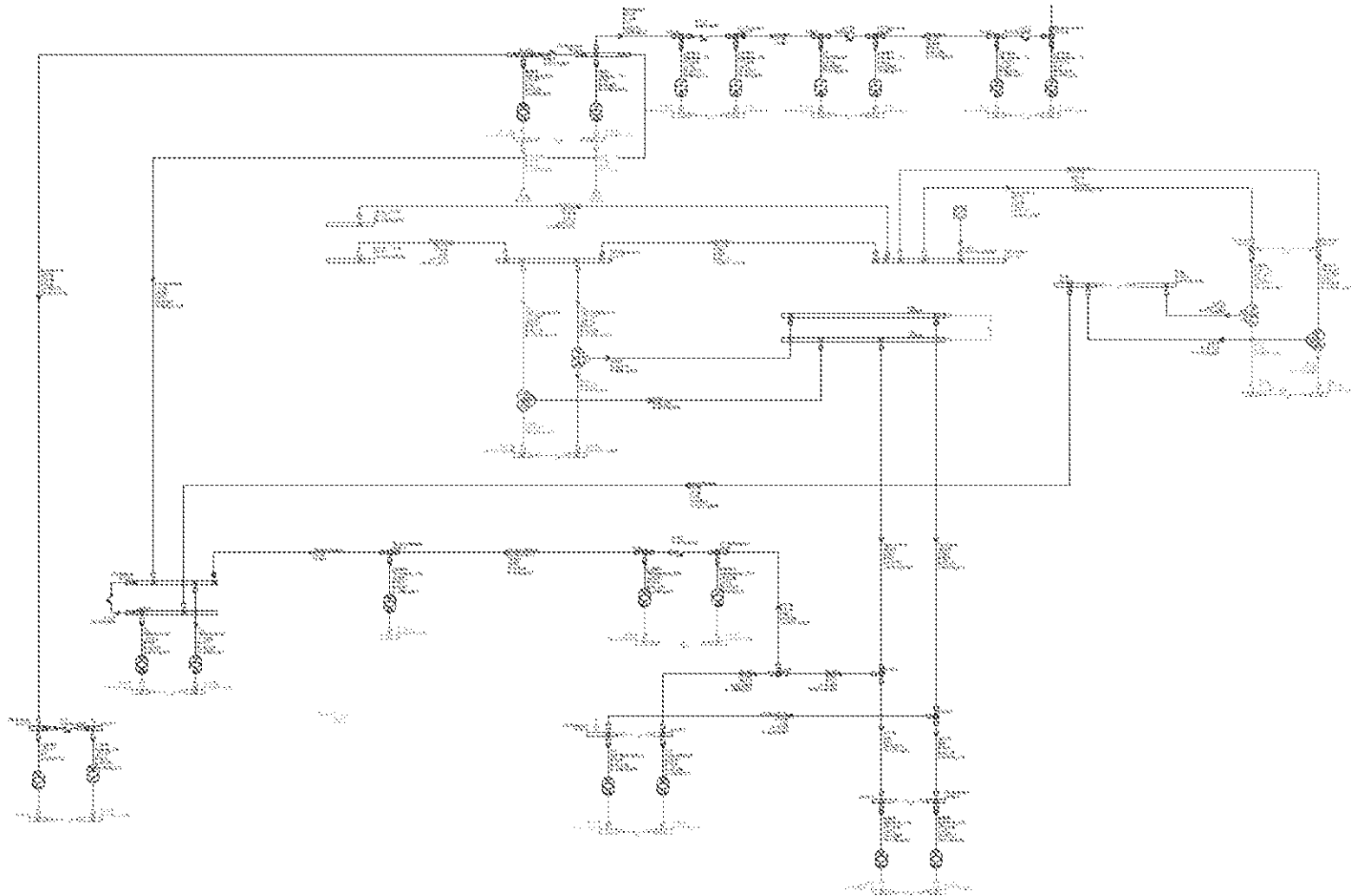
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Глебовская» (зимний максимум 2022 г.)



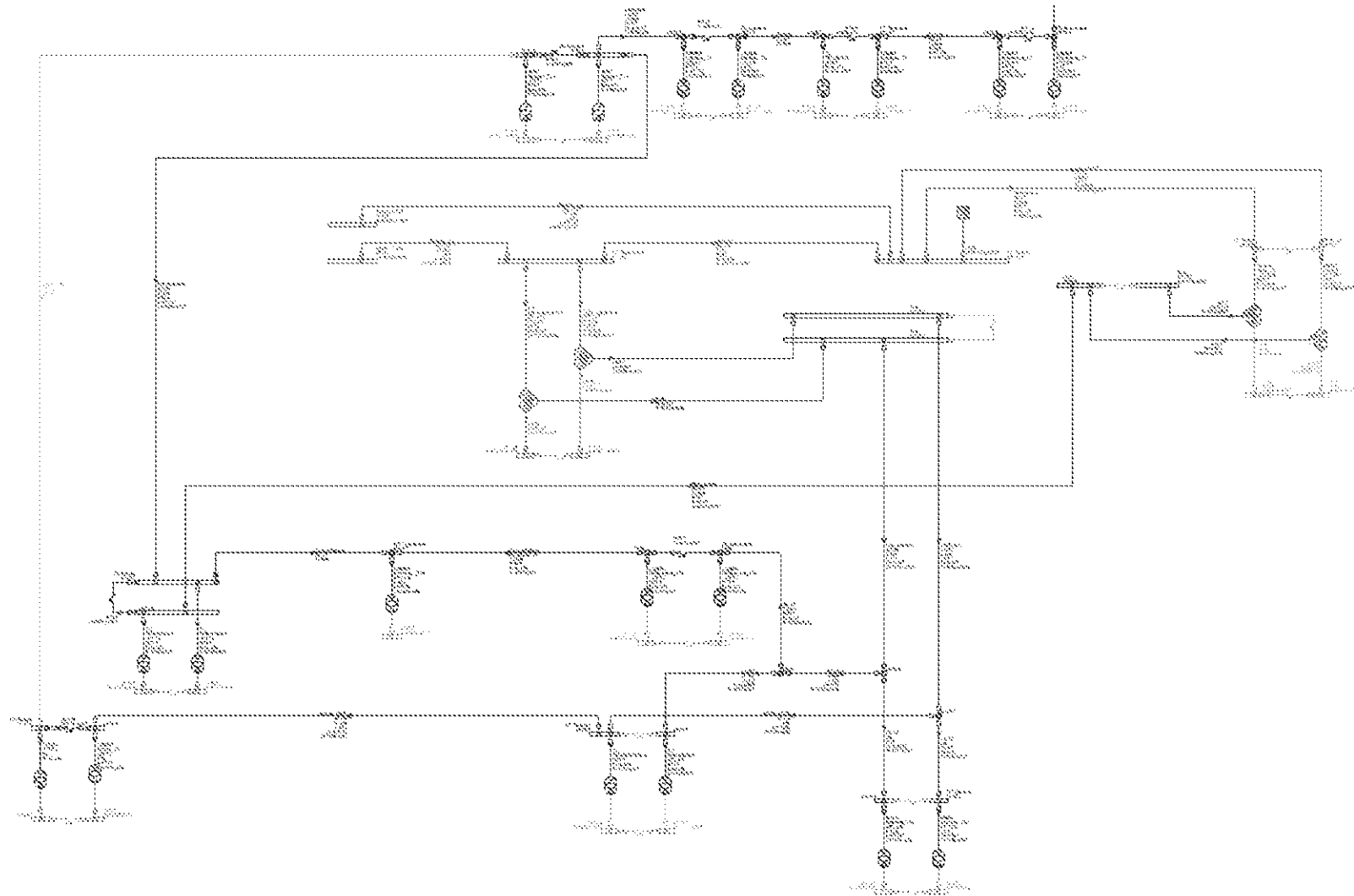
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Батки – Глебово» (зимний максимум 2022 г.)



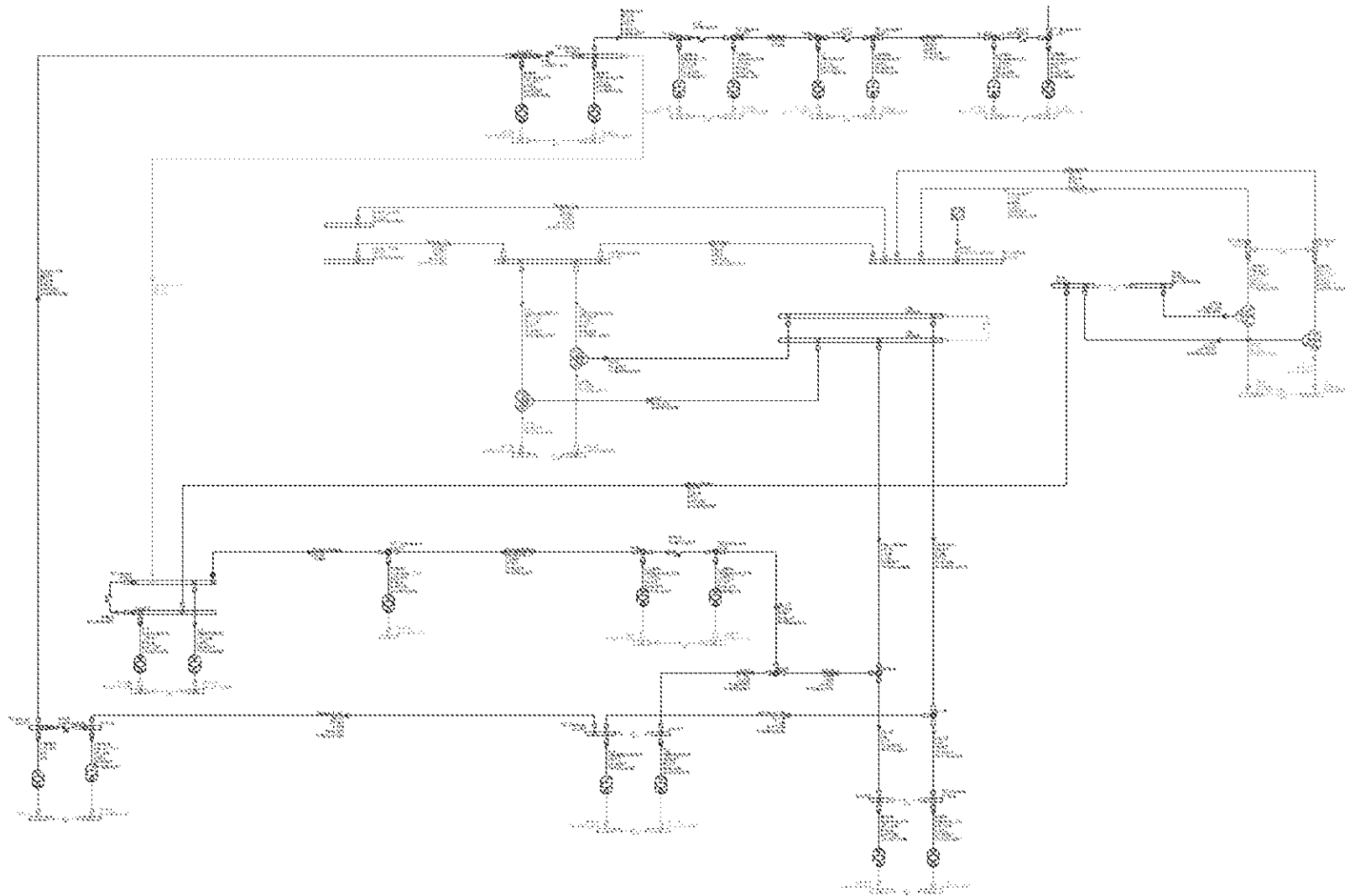
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Батки – Глебово» с учетом регулирования напряжения (зимний максимум 2022 г.)



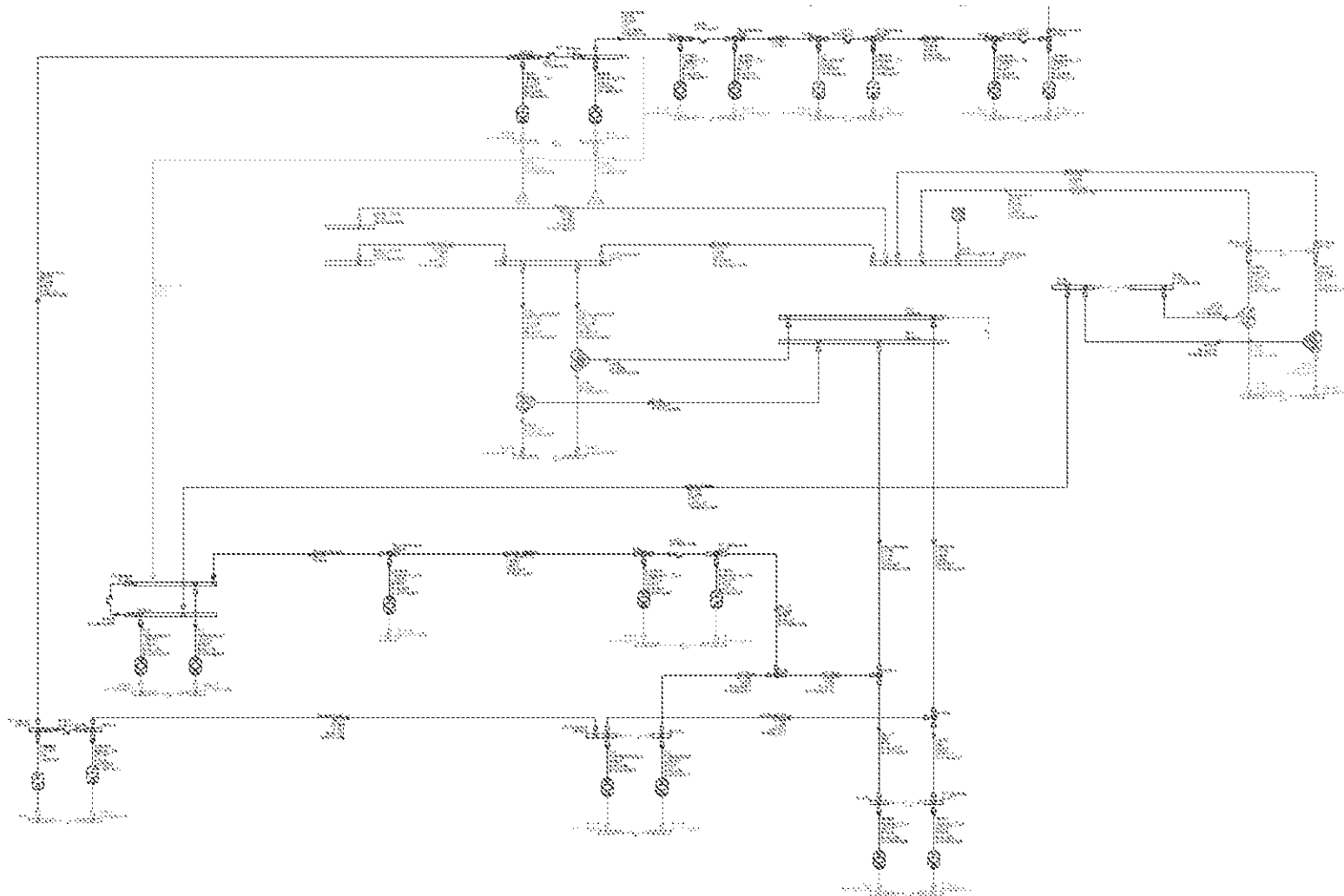
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Батки – Нагорье» (зимний максимум 2022 г.)



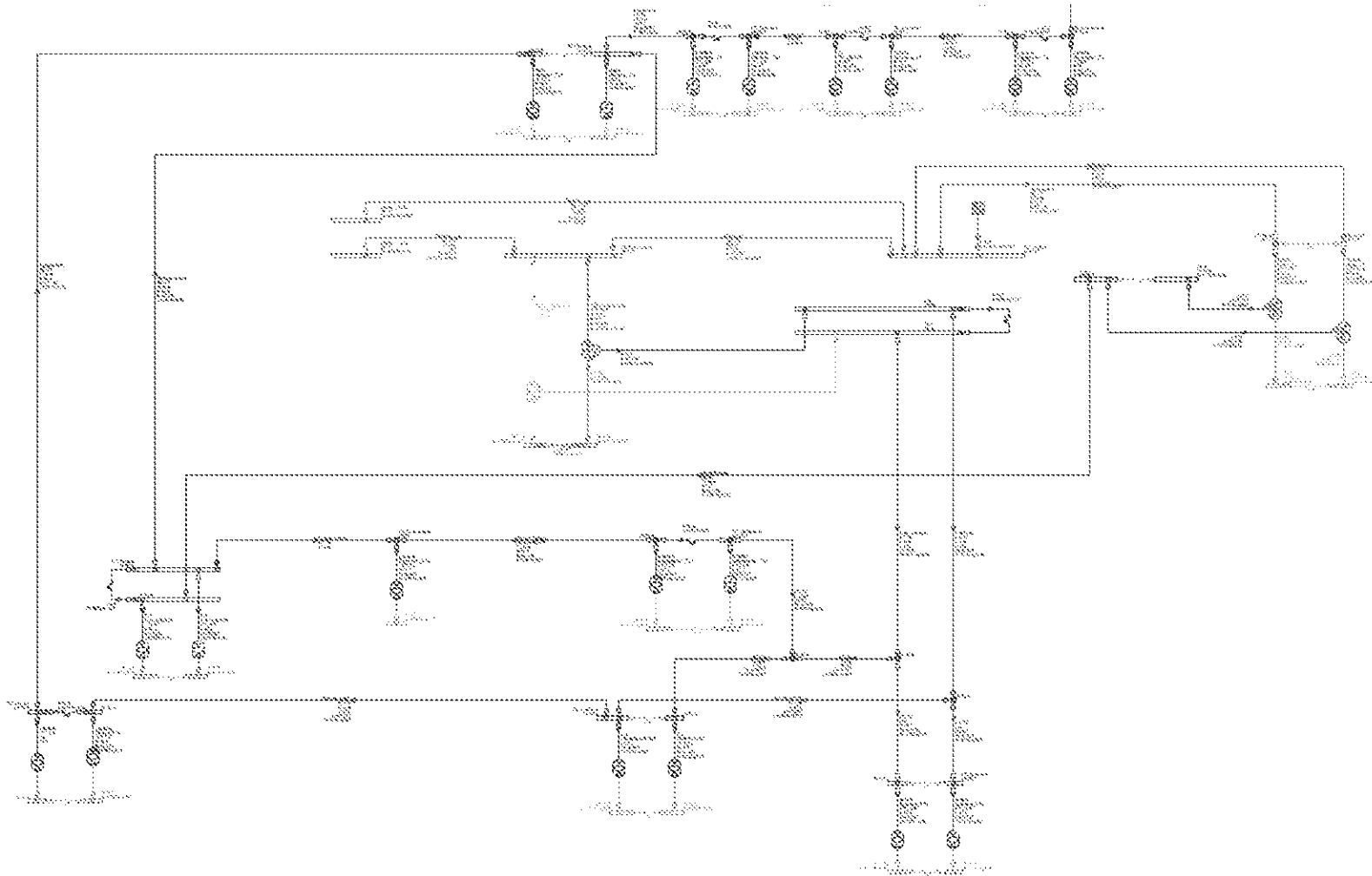
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Нагорьевская» (зимний максимум 2022 г.)



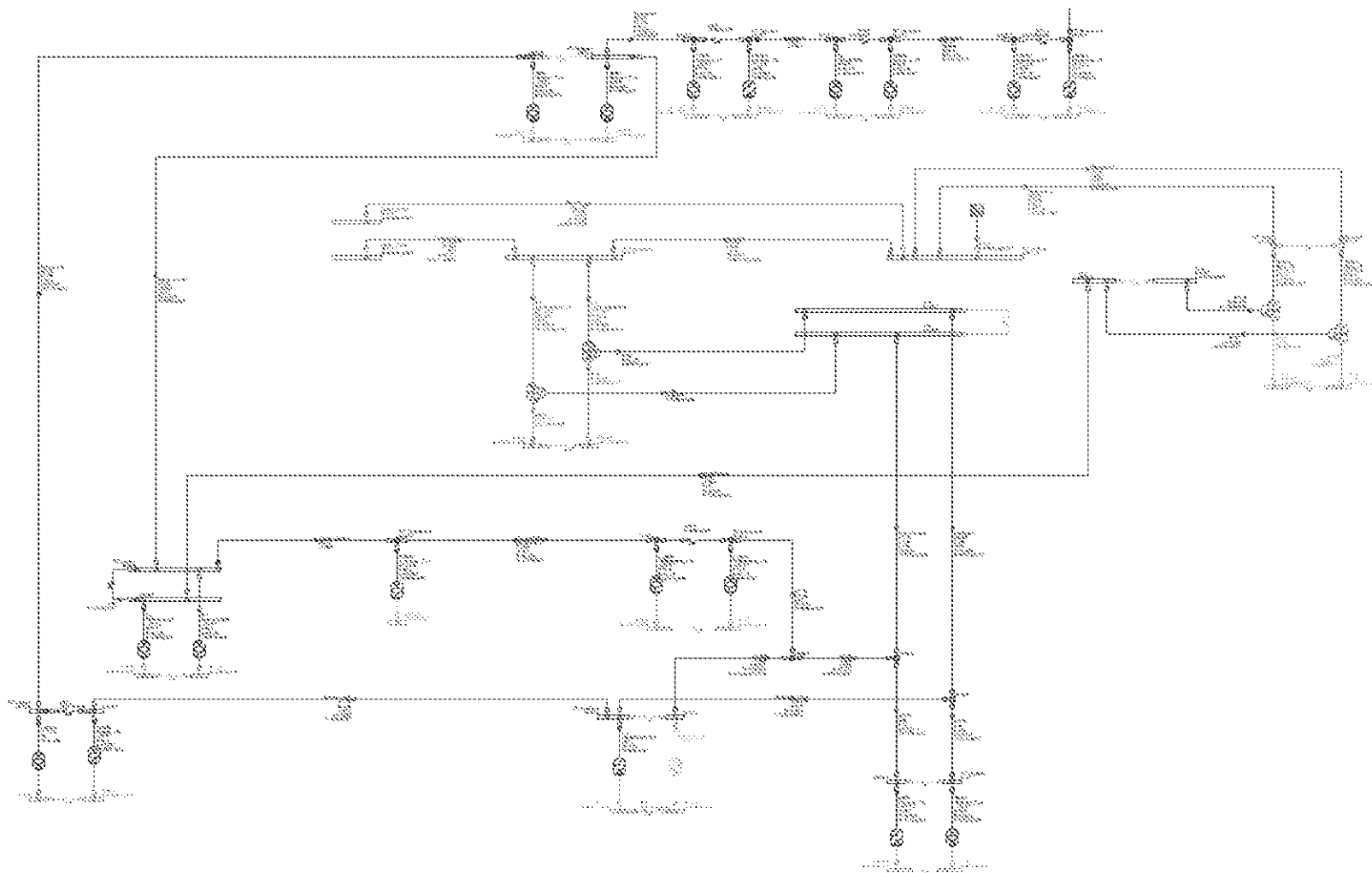
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Нагорьевская» с учетом регулирования напряжения (зимний максимум 2022 г.)



Аварийное отключение Т-1 ПС 110 кВ «Переславль» (зимний максимум 2022 г.)



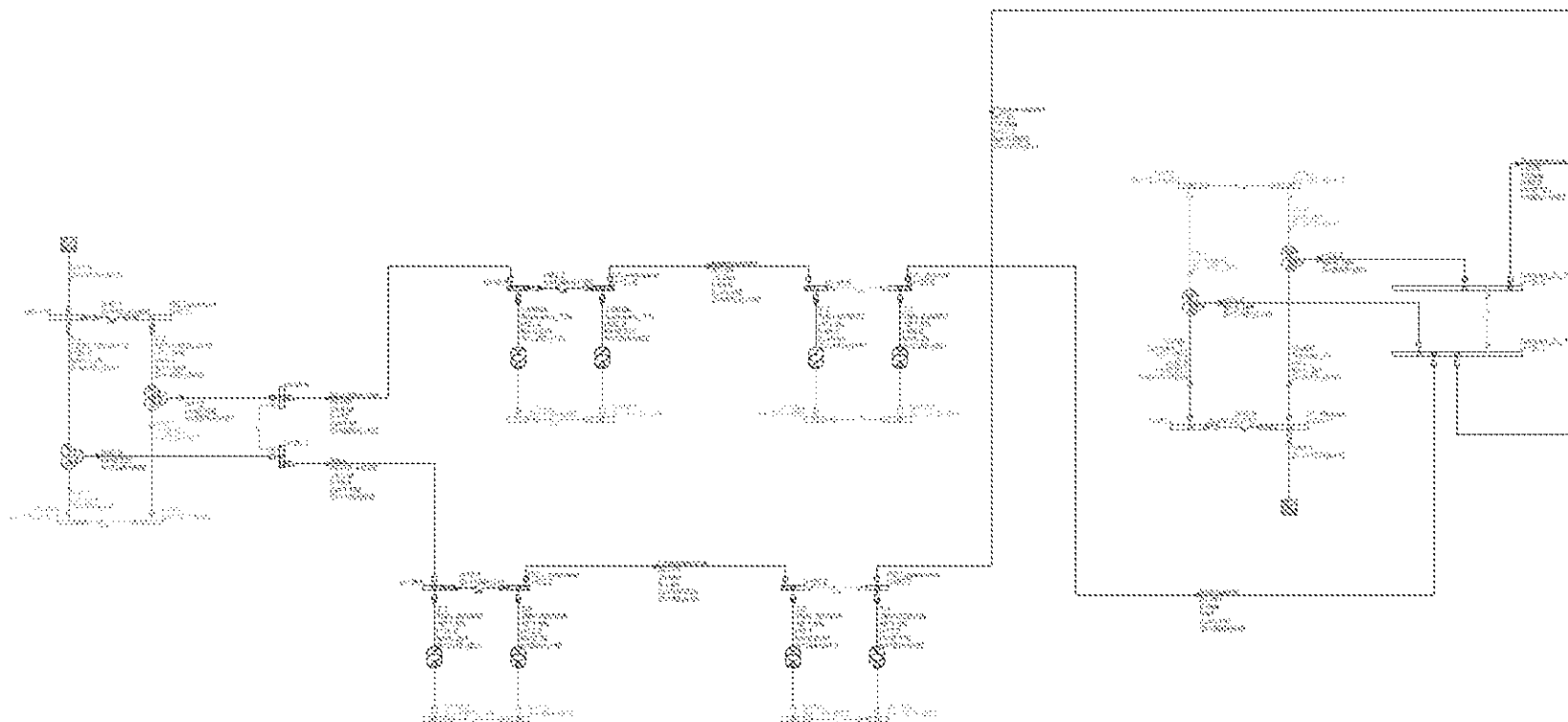
Аварийное отключение Т-1 ПС 35 кВ «Глебово» (зимний максимум 2022 г.)



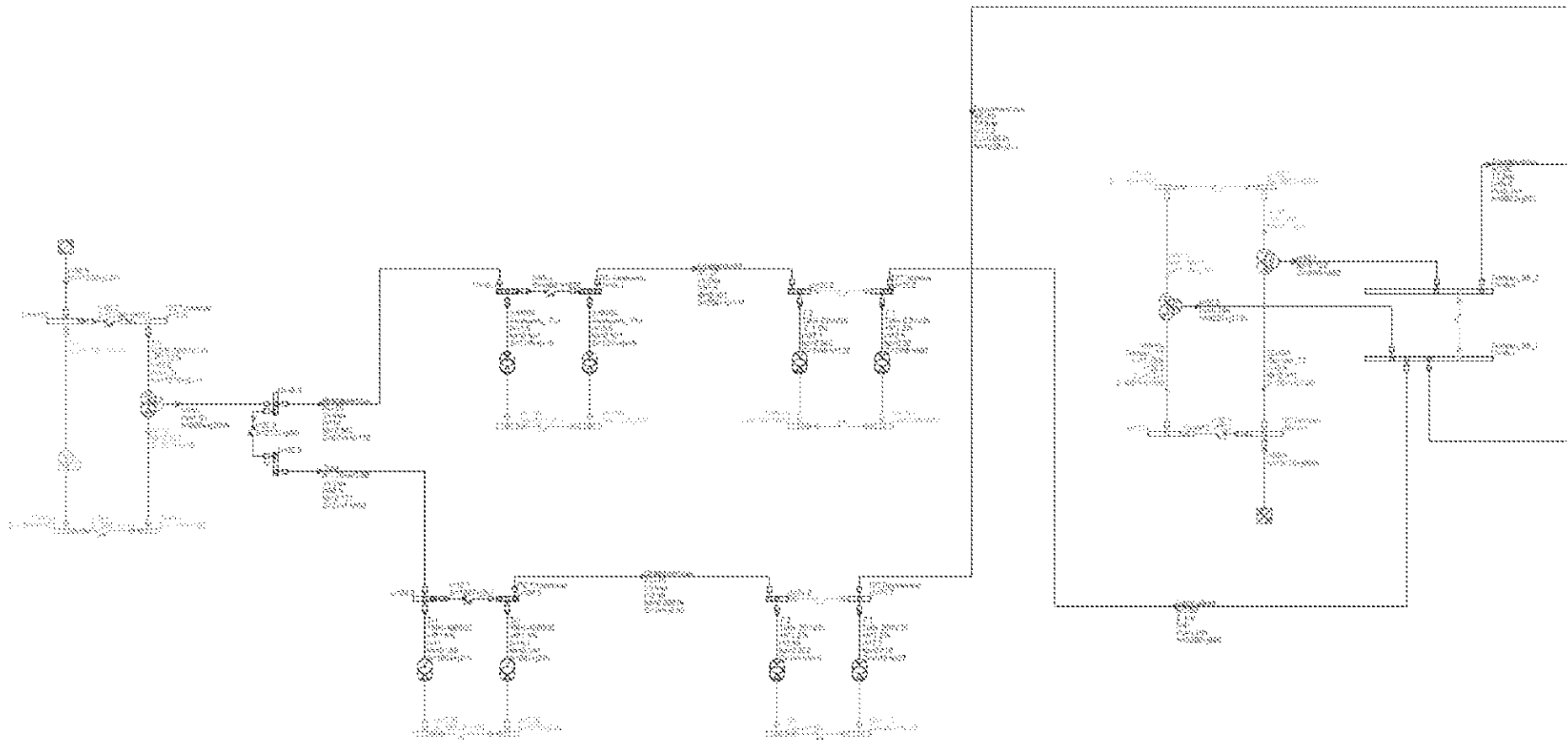
3. Расчеты электрических режимов к мероприятию «Реконструкция ПС 35 кВ «Урожай» с заменой трансформаторов 2×4 МВА на $2 \times 6,3$ МВА (с РПН) и установкой ячейки 35 кВ. Строительство ВЛ 35 кВ параллельного следования от вновь устанавливаемой ячейки в РУ 35 кВ ПС 110 кВ «Лютово» до вновь устанавливаемой ячейки в РУ 35 кВ ПС 35 кВ «Урожай» общей протяженностью 5,5 км сечением 95 кв. мм» (подпункт 1.4 пункта 1 раздела I, подпункт 1.1 пункта 1 раздела II таблицы 33 Программы).

Рисунок 39

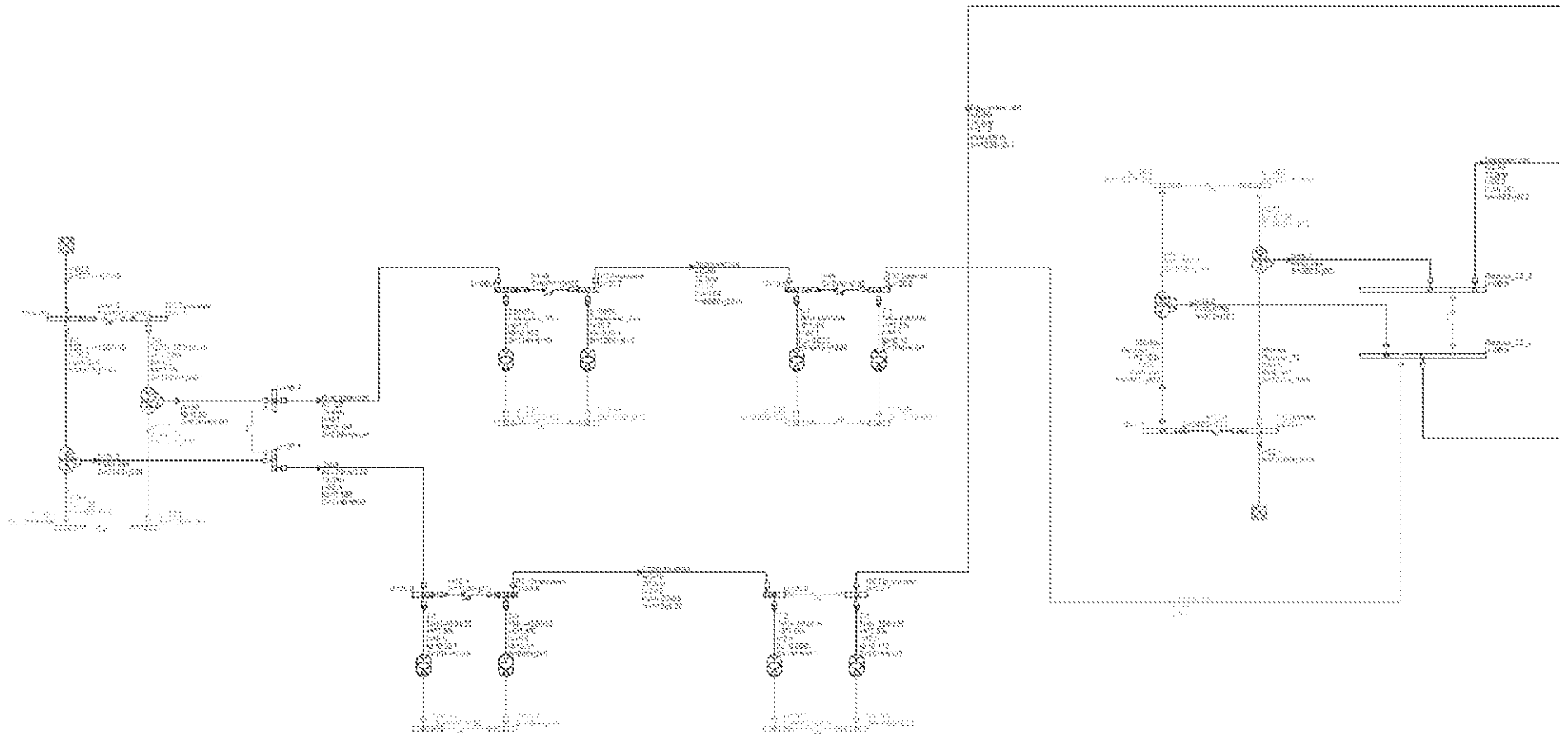
Нормальная схема без реконструкции сети 35 кВ (зимний максимум 2022 г.)



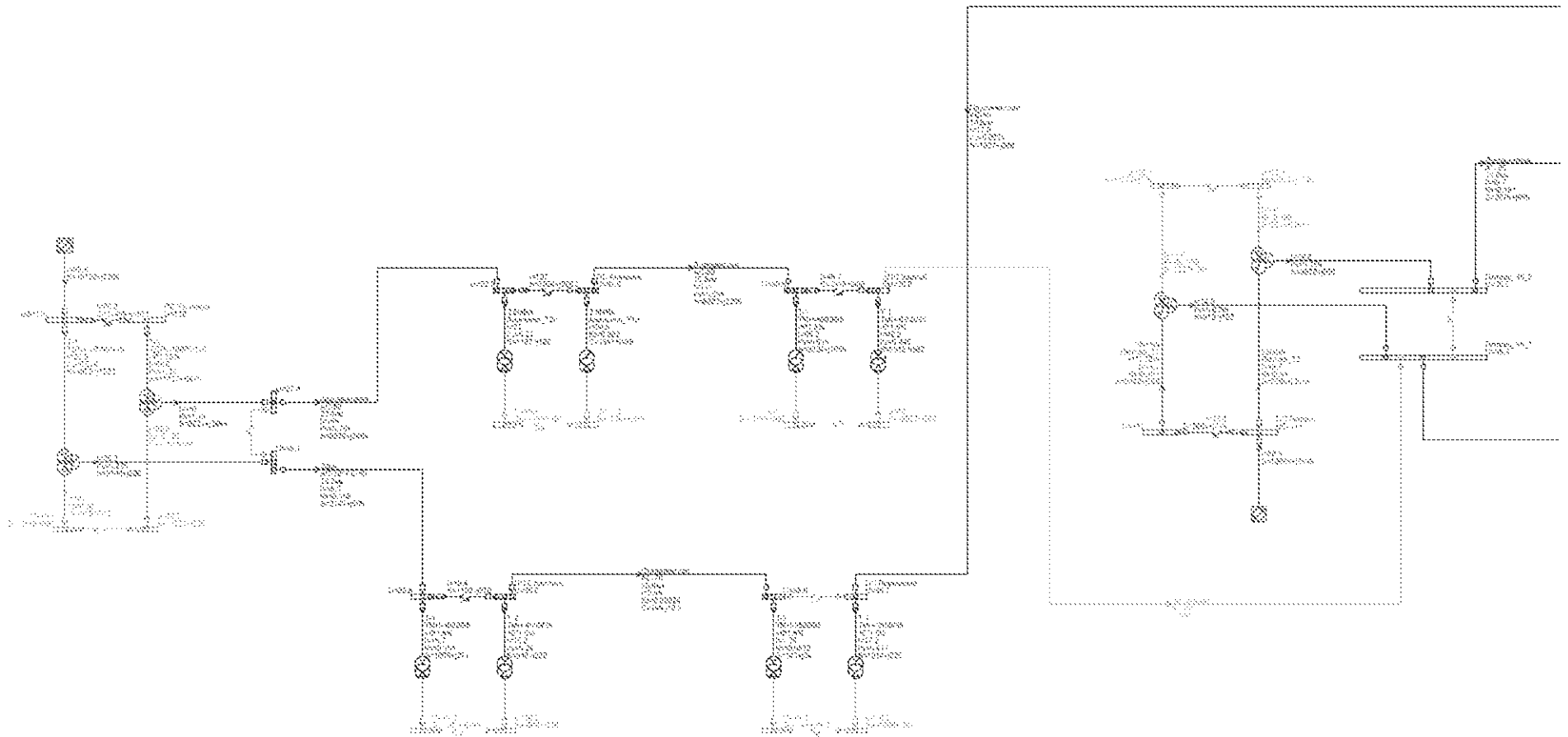
Аварийное отключение Т-1 ПС 110 кВ «Техникум» без реконструкции сети 35 кВ (зимний максимум 2022 г.)



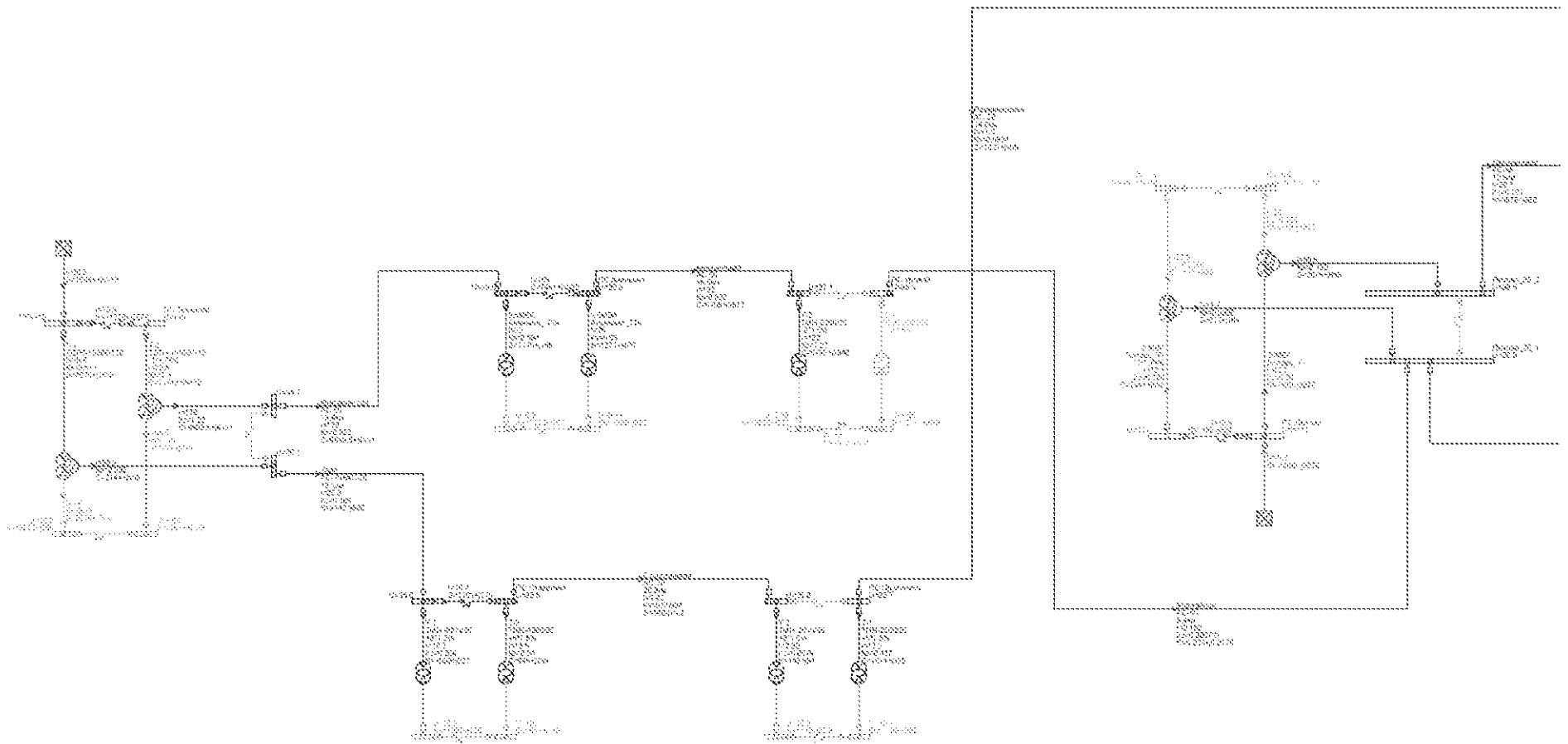
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Урожайная» без реконструкции сети 35 кВ (зимний максимум 2022 г.)



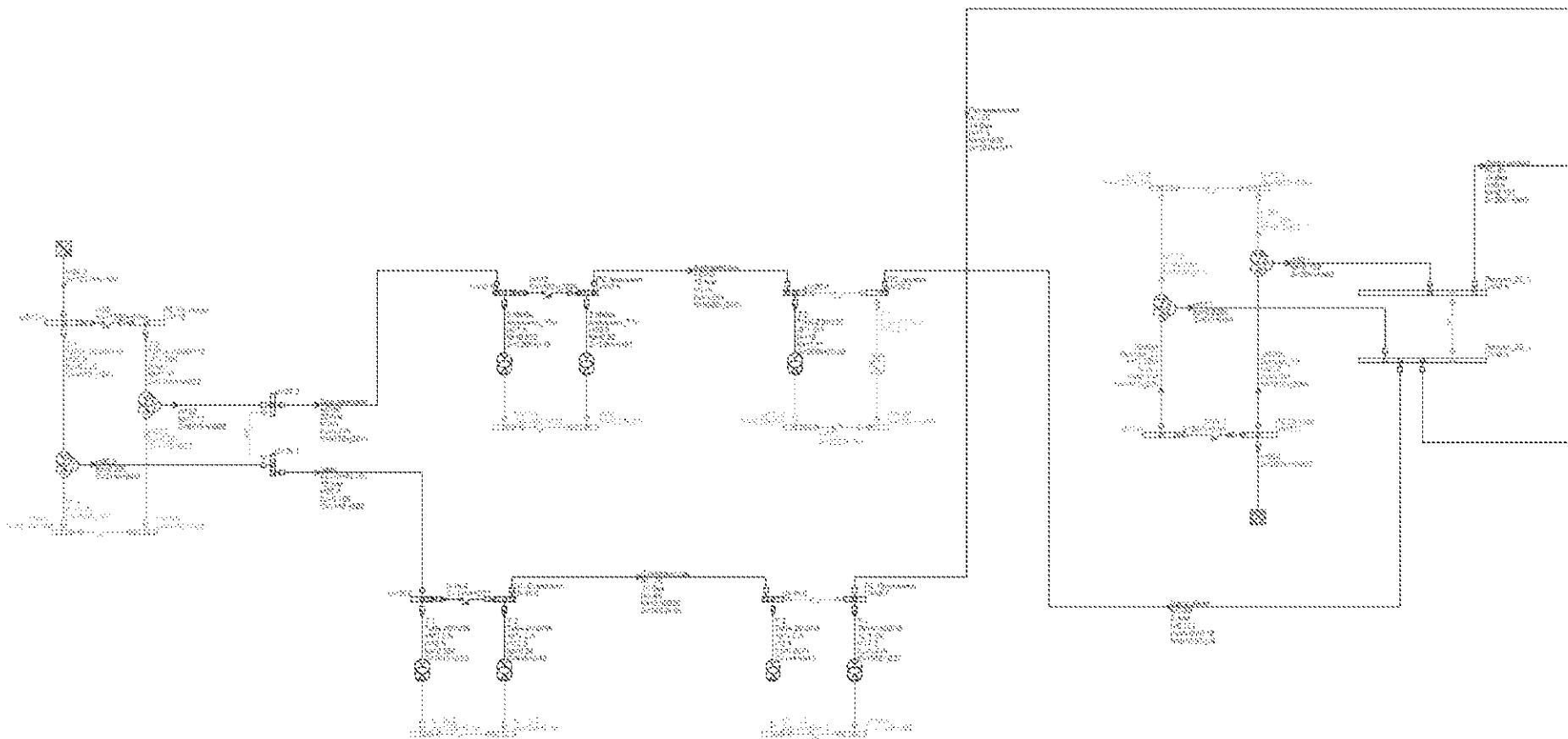
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Урожайная» с регулированием напряжения без реконструкции сети 35 кВ
(зимний максимум 2022 г.)



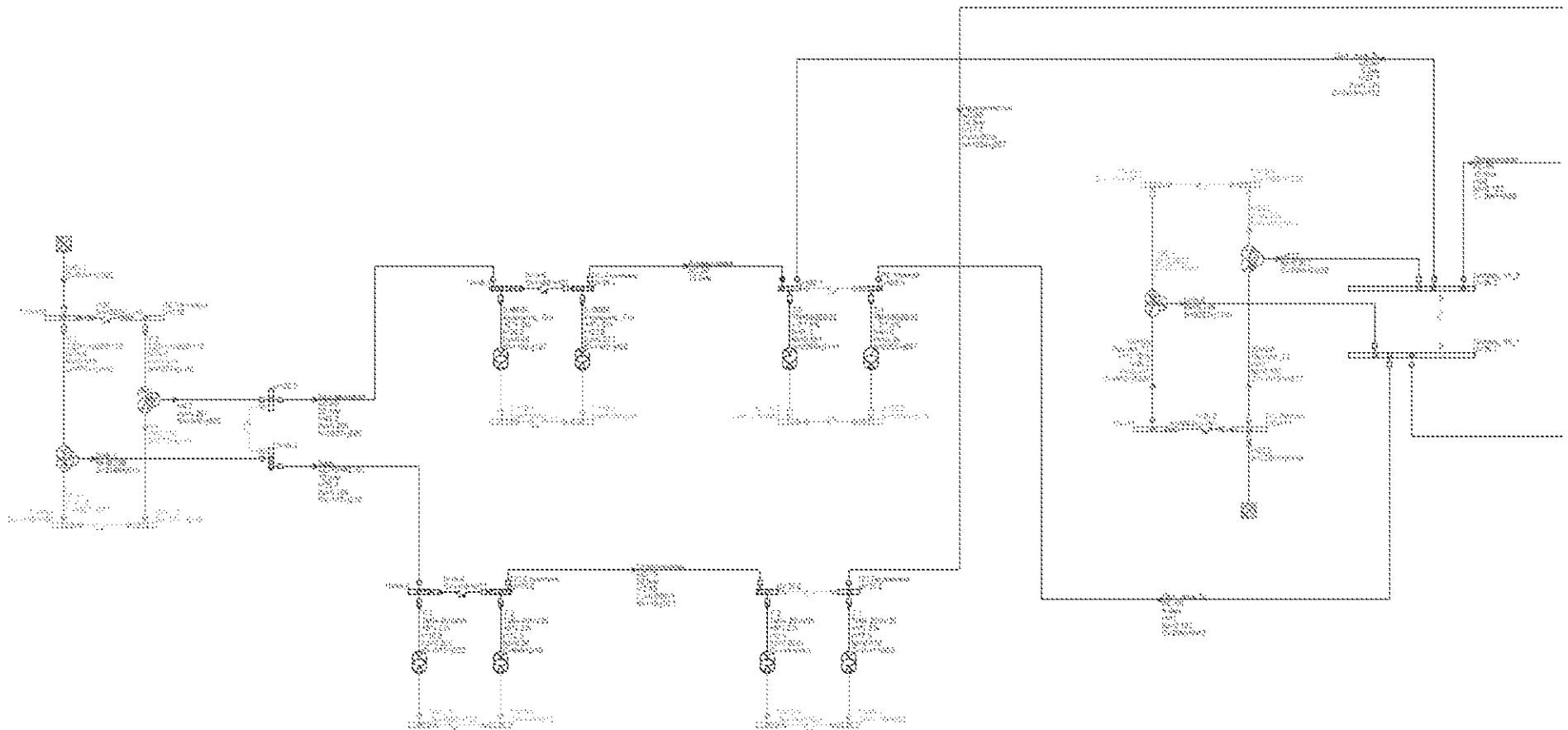
Аварийное отключение Т-1 ПС 35 кВ «Урожай» без реконструкции сети 35 кВ (зимний максимум 2022 г.)



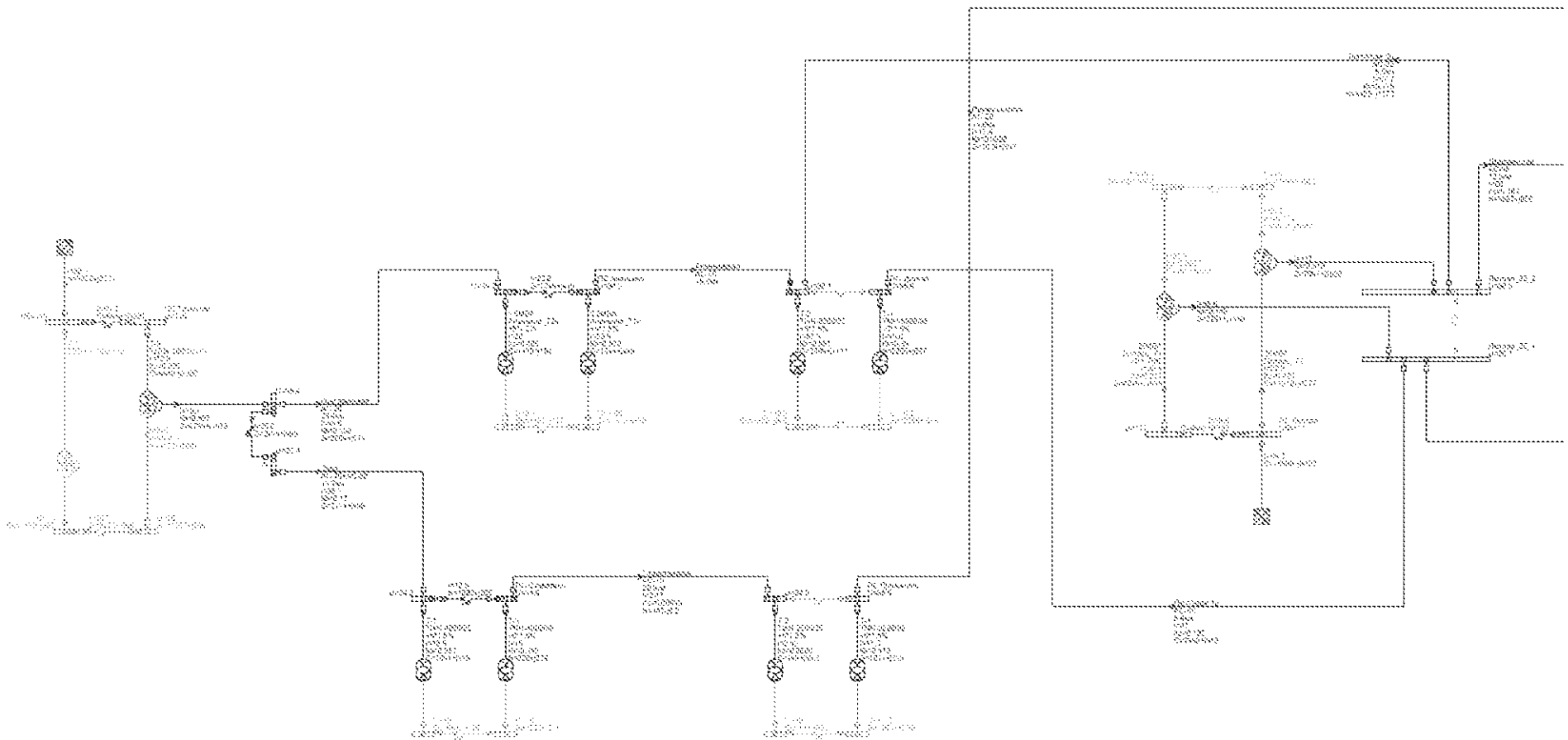
Аварийное отключение Т-1 ПС 35 кВ «Урожай» с регулированием напряжения без реконструкции сети 35 кВ
(зимний максимум 2022 г.)



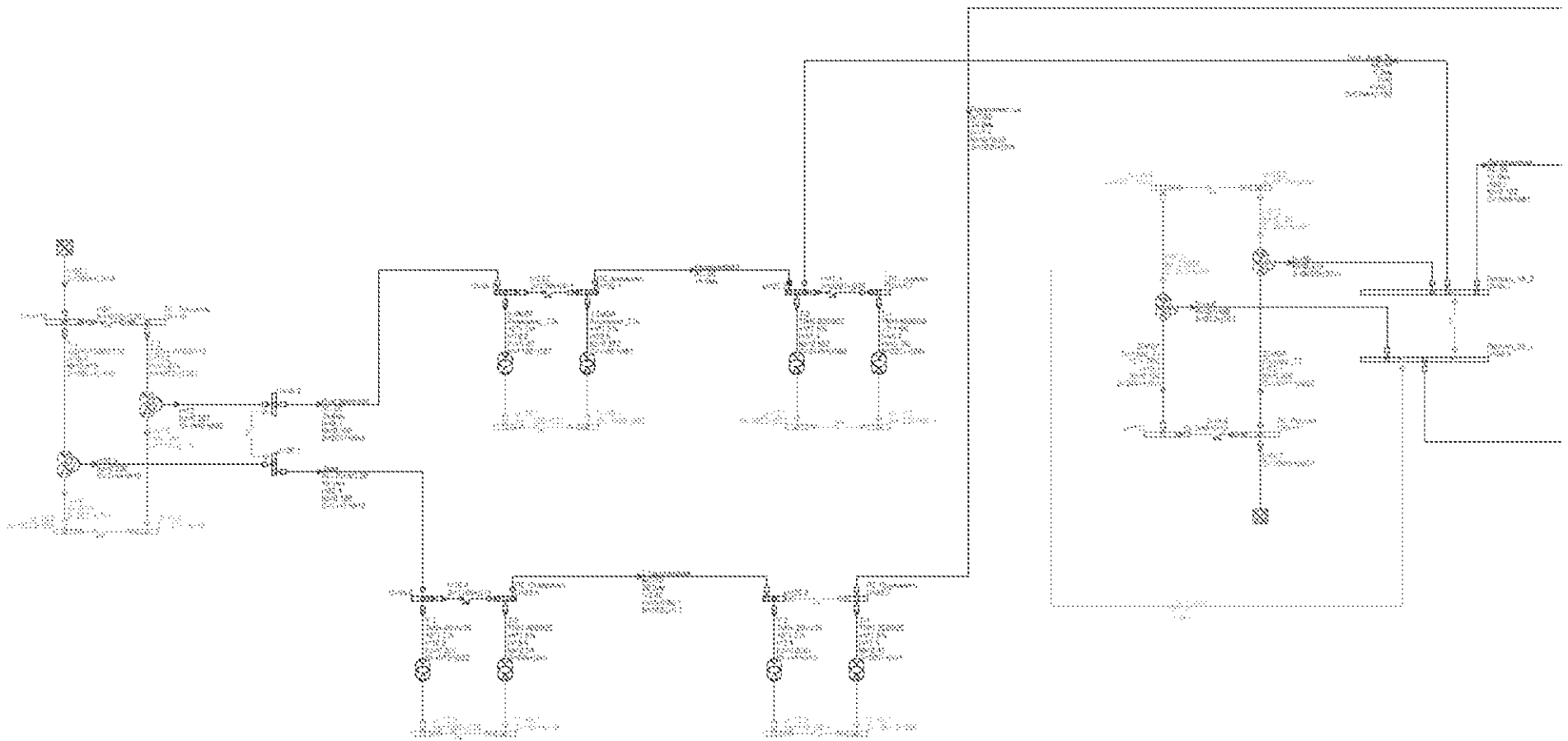
Нормальная схема с учетом реконструкции сети 35 кВ (зимний максимум 2022 г.)



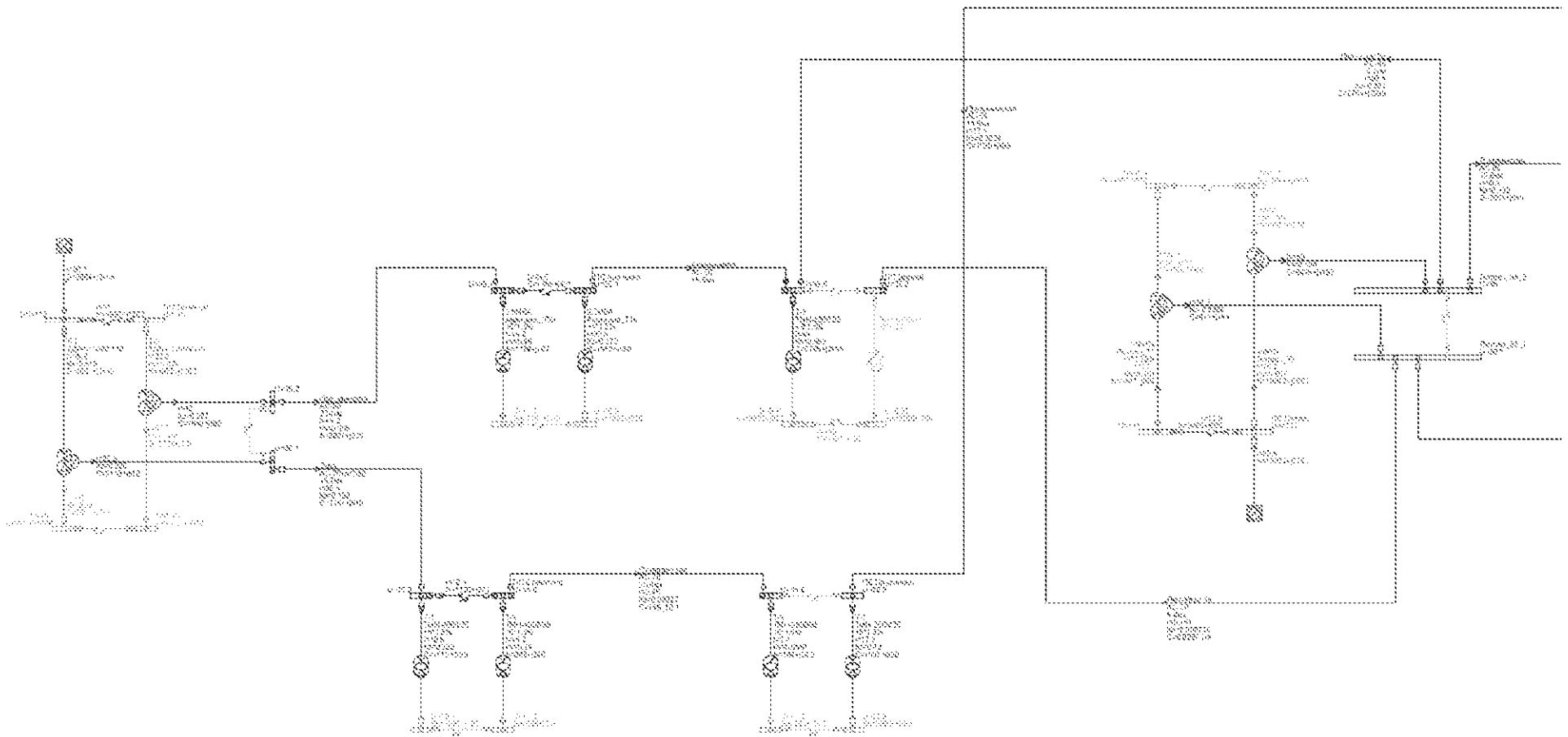
Аварийное отключение Т-1 ПС 110 кВ «Техникум» с учетом реконструкции сети 35 кВ (зимний максимум 2022 г.)



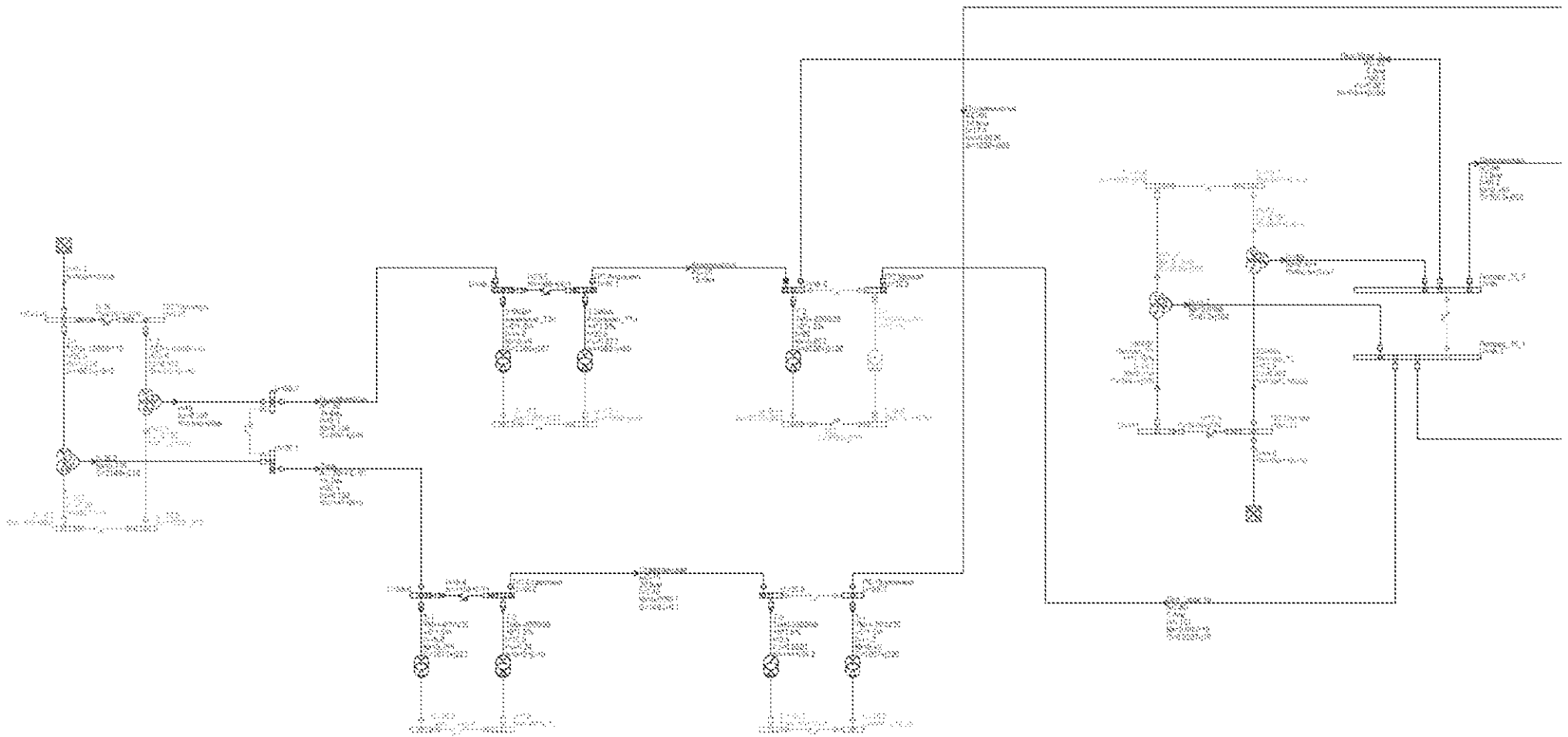
Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Урожайная» с учетом реконструкции сети 35 кВ (зимний максимум 2022 г.)



Аварийное отключение Т-1 ПС 35 кВ «Урожай» с учетом реконструкции сети 35 кВ (зимний максимум 2022 г.)



Аварийное отключение Т-1 ПС 35 кВ «Урожай» с учетом реконструкции сети 35 кВ (зимний максимум 2022 г.)



Список используемых сокращений

БСК – батарея статических конденсаторов

ВЛ – воздушная линия

Программа – Программа развития электроэнергетики Ярославской области на 2018 – 2022 годы

ПС – подстанция

РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой

РУ – распределительное устройство

Т-1 – маркировка трансформаторов

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ развития электроэнергетики Ярославской области

1. Оценка влияния выдачи мощности
от Ярославской ТЭС (Хуадянь-Тенинской ПГУ – ТЭЦ – 450 МВт)
в электрические сети 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС» на режимы и параметры
электрической сети 35 – 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»

В 2017 году в рамках реализации мероприятий, проведение которых было обусловлено необходимостью организации устойчивой работы энергетических систем, обеспечена выдача электроэнергии и мощности в энергосистему от Ярославской ТЭС. В рамках обеспечения выдачи мощности Ярославской ТЭС была проведена реконструкция ВЛ 220 кВ «Ярославская – Тутаев», ВЛ 220 кВ «Ярославская – Тверицкая» филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС со строительством заходов на Ярославскую ТЭС (Хуадянь-Тенинскую ПГУ – ТЭЦ – 450 МВт).

Строительство и ввод в эксплуатацию (обеспечение выдачи мощности в энергосистему) Ярославской ТЭС позволили повысить надежность электроснабжения потребителей Ярославской области, снизить дефицит выработки электроэнергии региона, обеспечить качество электроэнергии и возможность неотключения потребителей области при обрыве электрической связи с Костромской ГРЭС (Костромская область).

С учетом ввода в эксплуатацию Ярославской ТЭС и изменением направлений потоков электроэнергии и мощности по сетям 220 кВ наблюдается изменение величины и направления перетока мощности по сетям 110 кВ региона. С увеличением передачи электроэнергии и мощности из сетей ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС (ПС 220/110/10 кВ «Ярославская») в сети потребителя ОАО «Славнефть-Ярославльнефтеоргсинтез» (ВЛ 110 кВ «Ярославская-2», ВЛ 110 кВ «Ярославская-3», ВЛ 110 кВ «Топливная», ВЛ 110 кВ «Химическая») происходит снижение величины переданной электроэнергии потребителю из сетей филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и с шин Ярославской ТЭЦ-3.

2. Анализ имеющихся ограничений для выполнения технологического присоединения потребителей в электрических сетях филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в Рыбинском, Переславском муниципальных районах, в городе Ярославле и разработка технических мероприятий по их ликвидации

2.1. АО «Ярославский бройлер».

Крупнейший в регионе производитель мяса птицы АО «Ярославский бройлер», расположенное в пос. Октябрьский Рыбинского района, осуществляет реализацию проектов в рамках государственных программ Российской Федерации и Ярославской области по импортозамещению и развитию агропромышленного производства.

В целях развития производства АО «Ярославский бройлер» требуется увеличение максимальной мощности энергопринимающих устройств в 2019 году до 8600 кВт (вновь запрашиваемая мощность – 4000 кВт, ранее присоединенная мощность – 4600 кВт) по II категории надежности электроснабжения.

Установлено, что максимальная загрузка ПС 110/35/10 кВ «Залесье» и ПС 110/35/10 кВ «Лом» с учетом перспективной нагрузки и роста нагрузки АО «Ярославский бройлер» превышает длительно допустимые значения 105 процентов, техническая возможность увеличения максимальной мощности АО «Ярославский бройлер» отсутствует.

Для ликвидации данного ограничения предлагается решение о включении в Программу и, соответственно, в инвестиционную программу филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в 2018 – 2019 годах реконструкции ПС 110/35/10 кВ «Залесье» с заменой трансформаторов 2×10 МВА на трансформаторы 2×16 МВА. Намечено в 2018 году организовать разработку проектно-сметной документации, а в 2019 году выполнить работы по реконструкции оборудования.

Необходимость строительства филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» новых питающих линий 10 кВ к энергопринимающим устройствам АО «Ярославский бройлер» электросетевая организация определяет в рамках договора технологического присоединения в установленном порядке исходя из перспективной нагрузки и максимальной мощности по точкам присоединения на ПС 110/35/10 кВ «Залесье» и ПС 35/10 кВ «Знамово».

2.2. ООО «Ярославское взморье».

ООО «Ярославское взморье» – организация, реализующая инвестиционный проект «Ярославское взморье» на принципах государственно-частного партнерства совместно с Правительством области в районе дер. Коприно Глебовского с/п Рыбинского муниципального района.

На первом этапе для развития инженерной инфраструктуры двух баз отдыха ООО «Ярославское взморье» подало две заявки на технологическое присоединение с заявленной мощностью 0,23 МВт и 0,22 МВт по III категории надежности электроснабжения. Суммарная заявленная мощность – 0,45 МВт.

Электроснабжение объектов ООО «Ярославское взморье» осуществляется по ф. № 3 10 кВ ПС 110/35/10 кВ «Глебово». С учетом присоединения нагрузки заявителя будет существенно превышена пропускная способность существующих ВЛ-10 кВ № 2 и № 3 ПС 110/35/10

кВ «Глебово», что приведет к снижению напряжения ниже допустимых значений.

На основании изложенного можно сделать вывод об отсутствии технической возможности присоединения заявленной мощности к существующим ВЛ-10 кВ от ПС 110/35/10 кВ «Глебово».

С целью решения вопросов обеспечения электроэнергией объектов I этапа ООО «Ярославское взморье» предлагается филиалу ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в рамках обязательств по договору технологического присоединения выполнить строительство ВЛ-10 кВ от РУ-10 кВ ПС «Глебово» до границы земельного участка в установленном порядке исходя из перспективной нагрузки данного проекта.

Далее при подаче ООО «Ярославское взморье» заявок на увеличение мощности по II этапу предлагается в установленном порядке включить в программу мероприятия инвестиционной программы электросетевой организации проведение реконструкции ПС 110/35/10 кВ «Глебово» с заменой трансформаторов 2×10 МВА на трансформаторы 2×16 МВА.

2.3. АО «Газпром космические системы».

АО «Газпром космические системы» – дочерняя компания ПАО «Газпром» – осуществляет космическую деятельность в области создания и эксплуатации телекоммуникационных и геоинформационных систем в интересах группы компаний «Газпром» и других потребителей.

В целях увеличения надежности электроснабжения объектов АО «Газпром космические системы» требуется изменение категории надежности электроснабжения с III категории на II категорию без изменения существующей максимальной мощности (0,5355 МВт).

Электроснабжение потребителя осуществляется от отпайки ВЛ-10 кВ на КТП – 630 кВа АО «Газпром космические системы» от опоры 93 ВЛ-10 кВ № 6 «Коротково» ПС 35/10 кВ «Красное».

Заявляемая мощность 0,5355 МВт по II категории электроснабжения (увеличение категории электроснабжения, по III категории электроснабжения заявитель уже подключен) по уровню напряжения 10 кВ.

Перспективный резерв мощности ПС 35/10 кВ «Красное» вит -2,52 МВА (дефицит).

После осуществления технологического присоединения заявителя резерв мощности (с учетом перспективной нагрузки) составит -3,12 МВА (дефицит).

С учетом подключения заявленной нагрузки наблюдается снижение напряжения ниже допустимых значений по существующим ВЛ-10 кВ № 6, 9 от ПС 110/35/10 кВ «Нила» и ВЛ-10 кВ № 5 от ПС 35/10 кВ «Красное», техническая возможность для технологического присоединения отсутствует.

Сетевой организации – филиалу ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» – в рамках обязательств по договору на технологическое присоединение предлагается осуществить проектирование и строительство КВЛ напряжением 10 кВ от ПС 110/35/10 кВ «Нила» до границы земельного участка заявителя ориентировочной протяженностью 7 км.

3. Технологическое присоединение проблемных объектов долевого строительства

В соответствии с поручением Правительства Российской Федерации и Губернатора области департаментом строительства Ярославской области определен перечень проблемных объектов долевого строительства, по которым (возможно) отсутствует перспектива оплаты застройщиками по договорам технологического присоединения к электрическим сетям (таблица 1).

Таблица 1

Перечень проблемных объектов долевого строительства

№ п/п	Объект, адрес	Мероприятия сетевой организации
1	2	3
1.	Жилой дом, г. Ярославль, между ул. Саукова и ул. Папанина, напротив д. 6 по ул. Саукова	строительство 4 КЛ – 0,4 кВ до границы земельного участка
2.	Многоквартирные жилые дома (стр. 18, 19, 21, 22, 26, 28), Ярославский р-н, Телегинский сельский округ, пос. Щедрино	строительство ЛЭП-10, КЛ – 10 кВ, установка 2 ТП 10/0,4 кВ проходного типа с разъединителем
3.	Многоквартирный жилой дом (литер 4), г. Ярославль, территория ул. Светлой, ш. Тормозное, ул. Проектируемая, просп. Фрунзе	строительство 4 КЛ КЛ – 0,4 кВ до границы земельного участка
4.	Многоквартирный жилой дом (лит. 42), г. Ярославль, территория мкр-на 1 жилого района Дядьково во Фрунзенском р-не	строительство БРТП 10/0,4 кВ с трансформаторами 2 × 1000 кВА, строительство 4 КЛ-10 кВ до БРТП (РП № 1 мкр-н «Дядьково-1»), строительство 2 КЛ – 10 кВ от проектируемого РП № 1 мкр-на «Дядьково-1» до ТП 1
5.	Многоквартирные жилые дома, Кузнечихинское с/п, дер. Кузнечиха, ул. Нефтяников, в районе д. 1, стр. 3 – 5	строительство ВЛ-10 кВ, установка КТП 10/04 кВ
6.	Многоквартирный жилой дом, Ярославская обл.,	строительство ВЛ-10 кВ, установка КТП 10/04 кВ

1	2	3
	Кузнечихинское с/п, дер. Кузнечиха, ул. Нефтяников, в районе д. 12, стр. 2	
7.	Г. Ярославль, просп. Фрунзе, у д. 77, жилой дом переменной этажности	строительство 2 КЛ 0,4 кВ от РУ 0,4 кВ ТП 869, реконструкция РУ 0,4 кВ ТП 869
8.	Многоквартирный жилой дом, г. Ярославль, Фрунзенский р-н, ул. Новоселковская, д. 11, у д. 11, д. 13	строительство 2 КЛ 0,4 кВ от ТП 754, реконструкция ТП 754 с заменой силовых трансформаторов на трансформаторы большей мощности
9.	Жилой дом, г. Ярославль, 12 мкр-н, строение 8	мероприятия определяются на основании технических условий
10.	Жилой дом, г. Ярославль, просп. Машиностроителей, в районе д. 21, 17-этажный жилой дом	строительство БКТП-2 × 630 кВА 10/0,4 кВ, строительство 2 КЛ 10 кВ от проектируемой БКТП до врезки в линию ТП 1024 – ТП 1049, строительство 2 КЛ 10 кВ от проектируемой БКТП до врезки в линию РП 42 – ТП 1025
11.	Жилые дома (стр. 1, 2, 3), г. Ярославль, пос. Сокол, д. 31а,	строительство 2 КЛ 0,4 кВ от ТП-698, реконструкция РУ-0,4 кВ ТП-698 с заменой трансформаторов на трансформаторы большей мощности
12.	Жилой дом, Ярославский р-н, Пестрецовский сельсовет, пос. Красный Бор, 5-этажный жилой дом, стр. 10	мероприятия определяются на основании технических условий
	Жилой дом, Ярославский р-н, Пестрецовский сельсовет, пос. Красный Бор, 9-этажный жилой дом, стр. 11	мероприятия определяются на основании технических условий
	Жилой дом, Ярославский р-н, Пестрецовский сельсовет, пос. Красный Бор, 5-этажный жилой дом, стр. 3	мероприятия определяются на основании технических условий
13.	Многоквартирный жилой дом, Ярославский р-н, Пестрецовский сельский округ, пос. Заволжье	мероприятия определяются на основании технических условий
14.	Многоквартирные жилые дома,	строительство двухцепной

1	2	3
	стр. 18 – 20, Ярославский р-н, Гавриловский с/о, дер. Липовицы, дер. Губцево	КЛ-10 кВ 4,5 км каждая в одной траншее от резервных линейных ячеек № 106, № 204 РУ-10 кВ ПС 110/10/10 «Брагино»
15.	Многоквартирные жилые дома стр. 16, 17, Ярославский р-н, Кузнечихинский с/о, дер. Кузнечиха	строительство ВЛ-10 кВ, строительство КТП-630 кВА, строительство КЛ-0,4 кВ
16.	Многоквартирный жилой дом, г. Ярославль, ул. Большая Октябрьская, д. 108	реконструкция ТП-118 с заменой трансформаторов на трансформаторы большей мощности
17.	Многоквартирный жилой дом, Ярославский р-н, Пестрецовский с/о, дер. Мостец	мероприятия определяются на основании технических условий
18.	Многоквартирный дом, г. Ярославль, ул. Жуковского, в районе д. 29а, д. 29б, в районе ул. Летней	строительство 4 КЛ-0,4 кВ, реконструкция ТП-846 с заменой трансформаторов на трансформаторы большей мощности
19.	Многоквартирный (10-этажный) жилой дом, г. Ярославль, ул. Сосновая, д. 3 (2-й этап)	строительство 2 КЛ-10 кВ от РП 36, строительство 2 КЛ-10 кВ от ТП 1040, реконструкция РП 36, ТП 1040
20.	Многоквартирный жилой дом с инженерными коммуникациями, г. Ярославль, ул. Соловьева, д. 7/40	строительство 4 КЛ-0,4 кВ, реконструкция ТП с заменой трансформаторов на трансформаторы большей мощности
21.	Многоквартирный жилой дом, г. Рыбинск, ул. Суркова, участки № 15 – 17	мероприятия определяются на основании технических условий
22.	Многоквартирный жилой дом, г. Ярославль, ул. Пионерская, вблизи д. 15 (1-й – 3-й этапы)	Строительство БКТП-2 × 1000 кВА, строительство 4 КЛ-10 кВ, строительство 4 КЛ-0,4 кВ
23.	Жилой дом, г. Ярославль, ул. 3-я Тверицкая, д. 32	строительство ВЛ-0,4 кВ от ТП до границ земельного участка заявителя
24.	Жилой дом, г. Ярославль, мкр-н 12, стр. 38	строительство 4 КЛ-0,4 кВ до границы земельного участка
25.	Многоквартирный жилой дом,	мероприятия определяются на

1	2	3
	г. Ярославль, ул. Гражданская, д. 20	основании технических условий

4. ПС 35-110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», имеющие ограничение на технологическое присоединение дополнительной мощности с учетом заключенных договоров технологического присоединения и поданных заявок (в соответствии с таблицей 2)

Таблица 2

№ п/п	Наименование объекта центра питания, класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов, МВА	Резерв мощности по состоянию на 30.03.2018	Мощность по поданным заявкам на присоединение, МВт	Дефицит мощности с учетом заявок на присоединение, МВА
1.	ПС 110 кВ «Борисоглеб»	26,00	-0,3	0,940	-1,366
2.	ПС 110 кВ «Глебово»	20	1,6	1,883	-0,556
3.	ПС 110 кВ «Левобережная»	32	1,1	1,443	-0,532
4.	ПС 110 кВ «Лом»	20	1,3	1,246	-0,140
5.	ПС 110 кВ «Нила»	32	3,5	6,269	-3,514
6.	ПС 110 кВ «Павловская»	45	0,81	2,462	-1,956
7.	ПС 110 кВ «Техникум»	20,00	-0,6	4,283	-5,39
8.	ПС 110 кВ «Углич»	50	1,2	3,650	-2,901
9.	ПС 110 кВ «Халдеево»	9,5	0,05	0,067	-0,025
10.	ПС 110 кВ «Чайка»	65	7,0	7,791	-1,753
11.	ПС 35 кВ «Батьки»	3,2	0,5	0,955	-0,493
12.	ПС 35 кВ «Григорьевское»	8	0,75	1,256	-0,661
13.	ПС 35 кВ «Гузицино»	8	0,29	3,314	-3,433
14.	ПС 110/6 «Депо»	32	1,4	1,773	-0,633
15.	ПС 35 кВ «Дорожаево»	5	0,145	1,376	-1,401
16.	ПС 35 кВ «Глебово»	10,3	0,0	3,681	-4,146
17.	ПС 35 кВ «Красное»	8	0,6	2,551	-2,266
18.	ПС 35 кВ «Курба»	5,00	-0,315	0,247	-0,593
19.	ПС 35 кВ «Лесные Поляны»	20	0,74	5,478	-5,415
20.	ПС 35 кВ «Машприбор»	12,6	0,1	0,813	-0,828
21.	ПС 35 кВ «Моделово-2»	20	0,27	5,927	-6,390
22.	ПС 35 кВ «Николо – Корма»	8	1,3	1,316	-0,019
23.	ПС 35 кВ «Профилакторий»	5	0,995	2,542	-1,861
24.	ПС 35 кВ «Селифонтово»	5	0,6	0,725	-0,230
25.	ПС 35 кВ «Соломидино»	2,5	0,0	0,630	-0,683
26.	ПС 35 кВ «Урожай»	8	1,6	3,177	-1,979
27.	ПС 35 кВ «Щедрин»	8	1,2	1,940	-1,009

5. Оценка фактических значений показателей надежности и качества услуг по передаче электрической энергии социально значимым потребителям и населению

5.1. Перечень организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии социально значимым потребителям и населению на территории Ярославской области:

- филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»;
- АО «Ярославская электросетевая компания»;
- ОАО «Рыбинская городская электросеть»;
- МУП ТМР «Горэлектросеть»;
- ОАО «ЖКХ «Заволжье»;
- АО «Ресурс» г. Гаврилов-Яма;
- АО «Оборонэнерго»;
- Северная дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «Российские железные дороги».

5.2. Анализ плановых и фактических значений показателей надежности и качества услуг, реализуемых территориальными сетевыми организациями, приведен в таблице 3.

Таблица 3

Уровни плановых значений показателя надежности и качества реализуемых услуг филиала
 ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и территориальных сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Год	Уровни надежности реализуемых товаров (услуг)			Уровни качества реализуемых товаров (услуг)					
			плановый	фактический	отклонение	показатель уровня качества осуществленного ТП к сети			показатель уровня качества обеспечения потребителей услуг		
						плановый	фактический	отклонение	плановый	фактический	отклонение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Филиал ПАО «МРСК Центра» «Ярэнерго»	2015	0,1270	0,0981	-0,0289				1,0102	0,8075	-0,2027
		2016	0,1251	0,0964	-0,0287				1,0102	0,8058	-0,2044
		2017	0,1232						1,0102		
		2018									
		2019									
2.	АО «ЯрЭСК»	2015	0,0720	0,0053	-0,0667	1,0901	1,0000	-0,0901	0,8975	0,8833	-0,0142
		2016	0,0709	0,0015	-0,0694	1,0767	1,0000	-0,0767	0,8975	0,8833	-0,0142
		2017	0,0698			1,0636			0,8975		
		2018	0,0688			1,0506			0,8975		
		2019	0,0678			1,0379			0,8975		
3.	ОАО «Рыбинская городская электросеть»	2015	0,0066	0,0032	-0,0034	1,0000	1,0000	-	0,8975	0,8708	-0,0267
		2016	0,0065	0,0044	-0,0021	1,0000	1,0000	-	0,8975	0,9783	+0,0808
		2017	0,0064			1,0000			0,8975		
		2018	0,0063			1,0000			0,8975		
		2019	0,0062			1,0000			0,8975		
4.	МУП «Горэлектросеть» (г. Тутаев)	2015	0,0549	0,0444	-0,0105	1,1297	1,1590	+0,0293	0,8975	0,8538	-0,0437
		2016	0,0540	0,0483	-0,0057	1,1218	1,1278	+0,0060	0,8975	0,8512	-0,0463
		2017	0,0532			1,1140			0,8975		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		2018	0,0524			1,1062			0,8975		
		2019	0,0516			1,0987			0,8975		
5.	ОАО «ЖКХ «Заволжье»	2015	0,1241	0,0637	-0,0604	1,0394	1,0233	-0,0161	0,8975	0,9113	+0,0138
		2016	0,1223	0,0766	-0,0457	1,0268	1,0153	-0,0115	0,8975	0,8831	-0,0144
		2017	0,1204			1,0444			0,8975		
		2018	0,1186			1,0062			0,8975		
		2019	0,1168			1,0001			0,8975		
6.	АО «Ресурс», г. Гаврилов-Ям	2015	0,0034	0,0000	-0,0034	1,0000	-	-	0,8975	-	-
		2016	0,0033	0,0023	-0,0010	1,0000	1,4690	+0,4690	0,8975	0,8975	-
		2017	0,0033			1,0000			0,8975		
		2018	0,0032			1,0000			0,8975		
		2019	0,0032			1,0000			0,8975		
7.	ОАО «Оборонэнерго»	2015	0,2195	0,1948	-0,0247	1,0000	0,9000	-0,1000	0,8975	0,8954	-0,0021
		2016	0,2162	0,0964	-0,1198	1,0000	0,8808	-0,1192	0,8975	0,8600	-0,0375
		2017	0,2130			1,0000			0,8975		
		2018	0,2098			1,0000			0,8975		
		2019	0,2066			1,0000			0,8975		
8.	Северная дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «Российские железные дороги»	2015	0,02306	0,0061	-0,01696	1,0000	1,0348	+0,0348	0,8975	0,8892	-0,0083
		2016	0,02272	0,0104	-0,01232	1,0000	1,2424	+0,2424	0,8975	0,8954	-0,0021
		2017	0,02237			1,0000			0,8975		
		2018	0,02204			1,0000			0,8975		
		2019	0,02171			1,0000			0,8975		

Уровень надежности электроснабжения сетевой организации определяется отношением фактической суммарной продолжительности прекращения передачи электрической энергии (часов) в год к общему числу потребителей.

Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети определяется отношением плановых показателей качества предоставляемых услуг к фактическим.

Показатель уровня качества обеспечения потребителей услуг определяется как сумма индикаторов:

- информативности;
- исполнительности;
- результативности обратной связи с учетом весовых показателей индикатора.

По итогам анализа установлено выполнение в основном сетевыми организациями заданных параметров уровня надежности и качества реализованных услуг в отношении потребителей.

6. Мероприятия по консолидации и восстановлению электросетевого комплекса СНТ, реализуемые в целях повышения надежности и качества электроснабжения, создания благоприятных, комфортных условий для жителей, ведущих садоводческое и огородническое хозяйство, на 2018 – 2022 годы

6.1. Информация о состоянии электросетевого комплекса садоводческих некоммерческих объединений на территории Ярославской области.

В Ярославской области насчитывается около 800 СНТ с числом садоводческих участков более 140 тысяч. Сорок три процента городского населения Ярославской области трудится и отдыхает на своих дачных и садово-огородных участках. В личных подсобных хозяйствах выращивается значительное количество овощей и плодово-ягодных культур. Валовая продукция в год со всех участков составляет более 2 млрд. рублей.

Объем электросетевых активов СНТ, по предварительным оценкам, составляет около 5 000 УЕ.

Электрические сети большей части СНТ построены в 60-е – 70-е годы прошлого столетия. В настоящее время техническое состояние электрических сетей, находящихся в собственности СНТ, в основном неудовлетворительное, их эксплуатацией занимаются сами садоводы за счет собственных средств.

В СНТ, которые самостоятельно содержат свои электрические сети, ситуация следующая:

- ненадежное и некачественное электроснабжение, нехватка мощности на старых аварийных ПС, изношенные электрические сети заниженного сечения, не рассчитанные на большую нагрузку;

- как правило, осуществление только аварийного ремонта, без организации работ по техническому обслуживанию, проведению текущего и капитального ремонта, отсутствие квалифицированного персонала;

- многочисленные жалобы на недостаточный уровень напряжения и большие потери электроэнергии в сетях;

- расчеты за потребленную электроэнергию садовода по общему прибору учета, при этом плата за недобросовестных соседей по участкам (почти в каждом СНТ имеются факты несанкционированного подключения, что не только приводит к увеличению платы для всех членов СНТ, но и к перепадам напряжения, нарушающим надежность электроснабжения, выходу из строя бытовых приборов и, соответственно, дополнительным тратам);

- реальная угроза поражения электрическим током садоводов в результате их неправильных действий при попытке самостоятельного устранения неисправностей.

6.2. Параметры объемов консолидации и восстановления электросетевого комплекса СНТ Ярославской области на 2018 – 2022 годы.

Ярославская область в числе первых среди регионов Российской Федерации с 2014 года начала комплексно решать проблему по обеспечению надежного, качественного и эффективного электроснабжения СНТ с участием территориальной сетевой организации АО «Ярославская электросетевая компания», созданной Правительством области и ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго».

Правительством области в Программе развития электроэнергетики Ярославской области на 2014 – 2018 годы, утвержденной постановлением Правительства области от 24.12.2013 № 1712-п «О Программе развития электроэнергетики Ярославской области на 2014 – 2018 годы и признании утратившими силу постановлений Правительства области от 12.04.2012 № 279-п и 24.01.2013 № 22-п», поручено АО «ЯрЭСК» провести консолидацию и восстановление электросетевых активов 10 – 0,4 кВ СНТ на территории Ярославской области.

Для исполнения данного решения реализуются следующие мероприятия:

- проведение АО «ЯрЭСК» совместно с СНТ и Ярославским областным союзом садоводов обследований электрических сетей СНТ для определения технического состояния электросетевых активов, их физических объемов, объемов восстановительных работ и определение наличия правоустанавливающих документов с целью передачи электрических сетей на баланс АО «ЯрЭСК»;

- совместная организация передачи электрических сетей СНТ на баланс АО «ЯрЭСК»;

- организация выполнения необходимых восстановительных работ электрических сетей СНТ в рамках реализации Программы консолидации и восстановления электрических сетей СНТ, ежегодно формируемой уполномоченной организацией АО «ЯрЭСК» совместно с Ярославским

областным союзом садоводческих, огороднических некоммерческих объединений;

- организация эксплуатации электрических сетей СНТ, а также приведение технического состояния сетей в соответствие с действующими нормативными актами в электроэнергетике.

В 2014 – 2017 годах в процессе консолидации электрических сетей СНТ на базе АО «ЯрЭСК» приняты на баланс электрические сети 0,4 – 10 кВ 100 СНТ протяженностью 392 километра, 47 ТП 10-6/0,4 кВ суммарной трансформаторной мощностью 6 МВА в 10 муниципальных образованиях.

На данных электросетях поэтапно проводятся работы по капитальному ремонту и реконструкции ВЛ 6 – 10 кВ, ТП, а также сетей 0,4 кВ с заменой неизолированного провода на самонесущий изолированный провод с увеличением сечения.

В результате обеспечено надежное и качественное электроснабжение около 18 000 садовых участков, на которых трудятся более 70 тысяч жителей Ярославской области.

Правительством области для обеспечения реализации Программы консолидации и восстановления электрических сетей СНТ в необходимом объеме было принято решение о включении в инвестиционную программу АО «ЯрЭСК» дополнительных целевых денежных средств в объеме 20 млн. руб. на 2017 г. и 40 млн. руб. на 2018 г.

Таблица 4

Показатели объемов консолидации и восстановления электросетевых активов СНТ на 2018 – 2022 годы*

№ п/п	Наименование показателя	2014 – 2017 гг. (факт)	2018 г. (план)	2019 г. (план)	2020 г. (план)	2021 г. (план)	2022 г. (план)	Итого, 2014 – 2022 гг.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Укрупненные физические объемы консолидации электрических сетей СНТ								
1.1.	Км	392	88	100	100	100	100	880
1.2.	УЕ	927	150	150	150	150	150	1 677
2. Протяженность ВЛ, требующих реконструкции, капитального ремонта								
	В плановый период, км	274	125	120	120	120	120	х
3. Физические объемы работ по восстановлению электрических сетей СНТ								
3.1.	Реконструкция, капитальный ремонт магистральных и распределительных ВЛ – 0,4 – 6 – 10 кВ с заменой неизолированного провода на СИП (нарастающим итогом), км	148	77	70	70	70	70	505

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.2.	Монтаж новых КТП с увеличением мощности трансформаторов 10 – 6/0,4 кВ, шт.	18	8	8	8	8	8	58
3.3.	Установка индивидуальных приборов учета с возможностью автоматизированной передачи данных, шт.	1 639	1 477	2 250	3 500	3 500	3 500	15 866
4. Объемы финансирования работ по модернизации электрических сетей **								
4.1.	Объем ежегодного финансирования на проведение восстановительных работ за счет средств предприятия, тыс. руб.**	78 238	32 427	34 868	35 000	36 050	37 131	255153
4.2.	Целевые средства, предусматриваемые в инвестиционной программе предприятия, тыс. руб.	20 000	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000	220000

* Расчет осуществлен исходя из средней величины электросетевых активов для одного СНТ в объеме 10 УЕ. Количественные показатели принимаемого на баланс АО «ЯрЭСК» электросетевого имущества, принадлежащего СНТ, и его последующее восстановление рассчитаны с учетом включения дополнительного целевого финансирования восстановительных энергоэффективных мероприятий в необходимую валовую выручку и инвестиционную программу АО «ЯрЭСК», а также при учете дополнительных средств на капитальный ремонт в необходимой валовой выручке АО «ЯрЭСК» на очередной долгосрочный период регулирования на 2020 – 2024 годы.

** Источники финансирования:

- денежные средства предприятия, предусмотренные в тарифе на услуги по передаче электрической энергии;
- собственные средства предприятия;
- целевые средства, предусматриваемые в необходимой валовой выручке и инвестиционной программе АО «ЯрЭСК»;
- прочие внебюджетные источники.

Ежегодный объем консолидации электрических сетей СНТ планируется укрупненно в объеме по 100 км ЛЭП 0,4 – 6 – 10 кВ от 20 – 25 СНТ.

Соответственно, до конца 2022 года на территории Ярославской области будет консолидировано около 900 км электрических сетей 200 – 250 СНТ с объемом электросетевых активов более 1 600 УЕ, то есть 32

процента от их общего количества, обеспечивающих электроснабжение садоводческих и огороднических некоммерческих объединений.

Данные электрические сети поэтапно приводятся в порядок путем проведения реконструкции или капитального ремонта.

В целях обеспечения необходимых темпов реализации Программы консолидации и восстановления электросетевого комплекса СНТ Ярославской области для достижения результатов, определяемых Программой, в необходимом объеме предлагается в соответствии с письмом Министерства энергетики Российской Федерации от 25.08.2017 № АН-9414/09 ежегодно учитывать в инвестиционной программе предприятия экономически обоснованные дополнительные целевые средства в размере 40 000 тыс. руб.

Планируемые результаты работы по консолидации и восстановлению проблемных электрических сетей СНТ, переданных в собственность совместного предприятия Правительства области и ПАО «МРСК Центра» – АО «ЯрЭСК», на территории Ярославской области к 2022 году:

- приведение технического состояния электрических сетей СНТ в соответствие требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, приведение параметров качества электрической энергии в соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013;

- обеспечение надежности и качества электроснабжения около 40 тысяч садоводческих хозяйств в 200 – 250 СНТ Ярославской области;

- повышение качества жизни для более 150 тысяч человек, занимающихся садоводством и огородничеством, или почти 1/4 части жителей Ярославской области;

- исключение для садоводов затрат на содержание объектов электросетевого хозяйства СНТ (в том числе на аварийно-восстановительные ремонты и модернизацию объектов электросетевого хозяйства);

- обеспечение безопасности садоводов при эксплуатации электрических сетей СНТ;

- снижение потерь электрической энергии, составляющих в настоящее время в СНТ порядка 30 – 40 процентов, до уровня нормативных технических потерь.

Реализация Программы консолидации и восстановления электрических сетей СНТ обеспечит социальную поддержку граждан, прежде всего пенсионеров, малоимущих слоев населения, а также создание комфортных условий для активного отдыха и занятия садоводством и огородничеством в Ярославской области.

7. Разработка мероприятий по повышению надежности электроснабжения социально значимых потребителей на территории Ярославской области, реализуемых субъектами электроэнергетики

7.1. Расширение просек ВЛ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Валдайское ПМЭС» и филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго».

Одной из основных причин технологических нарушений в работе электрических сетей стало падение деревьев и их фрагментов на провода ВЛ. Доля подобных аварий в осенне-зимний период 2016 – 2017 годов, по данным филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», составила около 30 процентов от общего числа технологических нарушений.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Валдайское ПМЭС» с 2011 года по 2017 год выполнил на территории Ярославской области работы по расширению просек ВЛ – 220 кВ на площади 757,2 га.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Валдайское ПМЭС» планирует в 2018 – 2021 году завершить программу расширения просек ВЛ – 220 кВ на территории Ярославской области в объеме 478,5 га.

С 2011 года для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Ярославской области филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» выполняются работы по расширению просек ВЛ 0,4 – 110 кВ.

В период 2011 – 2017 годов выполнены работы по расширению просек в объеме 2419,2 га.

Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в 2018 году завершает работы по расширению просек ВЛ 0,4 – 110 кВ в объеме 274,7 га.

Сводная информация об объемах расширения просек ВЛ 0,4 – 220 кВ на территории Ярославской области приведена в таблице 5.

Таблица 5

Объемы работ по расширению просек ВЛ
филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Валдайское ПМЭС»
и филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» до 2020 года

№ п/п	Вид работ	Выполнено в 2017 г. (га)	Планируемые объемы расчистки и расширения просек ВЛ на 2018 – 2022 годы					Итого (га)
			2018 г. (га)	2019 г. (га)	2020 г. (га)	2021 г. (га)	2022 г. (га)	
1.	Расширение просек ВЛ 0,4 – 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	2861,1	274,7	0	0	0	0	3135,8
2.	Расширение просек ВЛ 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Валдайское ПМЭС»	757,2	98,78	110	136,63	133,09	0	1235,7

Реализация мероприятий по расширению просек позволяет обеспечить:

- сокращение количества аварий в электрических сетях по причинам, зависящим от природных явлений, таких как обильные снегопады, образование гололеда на ветках деревьев, штормовые ветра (все это впоследствии приводит к падению деревьев из лесного массива на провода ЛЭП);

- уменьшение перерывов электроснабжения потребителей, подразумевающее минимизацию рисков потенциального ущерба в отраслях народного хозяйства и на объектах социальной сферы;

- поставку электроэнергии потребителям в необходимом объеме (как следствие, позволит повысить эффективность работы электросетевого комплекса за счет уменьшения времени работы в режиме холостого хода генераторных установок и трансформаторного оборудования);

- повышение надежности энергосистемы Ярославской области в целом.

Для проведения работ по расширению просек ВЛ электропередачи привлекаются специализированные организации, укомплектованные квалифицированным персоналом и специализированной техникой. Выбор организации проводится на конкурсной основе.

7.2. Вопросы повышения надежности электроснабжения социально значимых объектов на территории Ярославской области.

Таблица 6

Перечень проектов повышения надежности электроснабжения социально значимых объектов

№ п/п	Населенный пункт, объект СЗО	Наименование	Год окончания проекта	Освоение, тыс. руб. (без НДС)	Физические параметры		
					км	МВА	оборудование, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»							
1.1.	Рыбинский муниципальный район, пос. Каменники	реконструкция ВЛ 6 кВ № 35 ПС «Волжская»; реконструкция ТП «Раменье», ТП 401 «Яковское», ТП «Лаврово»; реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 1 ТП «Северный поселок», ВЛ 0,4 кВ № 1и № 2 ТП «Лаврово», ВЛ 0,4 кВ ТП «Раменье», ВЛ 0,4 кВ ТП 401 «Яковское»	2018	9 023	6,4		3

1	2	3	4	5	6	7	8
1.2.	Некрасовский муниципальный район, с. Диево-Городище	реконструкция ВЛ 10 кВ № 10 ПС «Моделово-2» ; реконструкция ТП 308 «Д.Городище-4 село», ТП 298 «Д.Городище-2 фабрика»; реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 1 и № 2 ТП 308 «Д.Городище-4 село», реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 1 и № 2 ТП 298 «Д.Городище-2 фабрика»	2018	9 782	1,3	1,0	7
1.3.	Переславский муниципальный район, с. Большая Брембола	реконструкция ВЛ 10 кВ № 6 ПС «Красное» со строительством участка; строительство ТП мощностью 250 кВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 1 и № 2 ТП 037 «Большая Брембола село» с переводом питания на вновь построенную ТП	2018	4 118	2,5	0,3	2
1.4.	Переславский муниципальный район, с. Красное	реконструкция ВЛ 10 кВ № 6 ПС «Красное» со строительством нового участка, строительство двух ТП мощностью 100 кВА и 160 кВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 1 и № 2 ТП 1244 «Красное село 3» с заменой опор и провода на СИП и переводом на новую ТП, реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 3 МТП «Красное село»	2018	2802	1,5	0,3	2
1.5.	Переславский муниципальный район, пос. Бектышево. Мазутная котельная	монтаж РЛР 10 кВ (1 шт.) в рамках реконструкция ВЛ 10 кВ № 8 ПС 35/10 кВ «Берендеево» в рамках мероприятий по качеству электроэнергии	2018	55,8			1
		реконструкция ВЛ 10 кВ № 8 ПС 35/10 кВ «Берендеево» в рамках мероприятий по качеству электроэнергии (протяженность – 0,248 км)	2018	389,2	0,3		
		строительство ВЛ 0,4 кВ № 1 ТП 1137 ф. 8 ПС 35/10 кВ «Берендеево» в рамках мероприятий по качеству электроэнергии (протяженность – 0,112 км)	2018	129,18	0,1		

1	2	3	4	5	6	7	8
		строительство ТП 10/0,4 кВ ТП 1137 ф. 8 ПС 35/10 кВ «Берендеево» в рамках мероприятий по качеству электроэнергии (трансформаторная мощность – 0,100 МВА)	2018	446,84		0,1	
1.6.	Переславский муниципальный район, пос. Дубровицы. Мазутная котельная	реконструкция ВЛ 10 кВ № 23 ПС 110/35/10 кВ «Беклемишево» (инвентарный номер 3002114)	2018	6574,8	3,6		
1.7.	Некрасовский муниципальный район, с. Красное, с. Новые Ченцы, с. Веденское, Веденский монастырь	реконструкция ВЛ 10 кВ № 7 ПС 35/10 кВ «Некрасово» с монтажом участка ВЛ 10 кВ от опоры 106 до опоры 25 ВЛ 10 кВ № 14 ПС 35/10 кВ Туношна (около 3,598 км)	2018	6579,8	3,6		
1.8.	Ростовский муниципальный район, пос. Хмельники и пос. Павлова Гора. Повышение надежности электроснабжения котельных	строительство КЛ 10 кВ – кабельная вставка в рамках строительства участка ВЛ 10 кВ ф. 21 ПС 110/35/10 кВ «Петровск» (переход через железнодорожные пути; протяженность – 0,13 км)	2018	725,55	0,13		
		строительство участка ВЛ 10 кВ ф. 21 ПС 110/35/10 кВ «Петровск» в пролете опор № 40 – № 100 взамен пришедшего в негодность (протяженность – 5,656 км)	2018	9009,6	5,66		
1.9.	Ростовский муниципальный район, пос. Семибратово, котельная	реконструкция КЛ 10 кВ ТП 209 ПС 35 кВ «Семибратово» по техническому состоянию (протяженность – 0,175 км)	2018	243,3	0,08		
		строительство ТП 10/0,4 кВ ПС «Семибратово»	2018	2492,1		1,3	
		строительство ВЛ 0,4 кВ от ТП ПС «Семибратово»	2018	604,7	0,5		
1.10.	Г. Ярославль, пер. Индустриальный, д. 10, МОУ школа № 73	строительство ВЛ 0,4 кВ от ТП 880	2019	251,07	0,2		
1.11.	Г. Ярославль, ул. Володарского, д. 60, МОУ школа № 38	строительство КЛ 0,4 кВ от ТП 085 ПС 110/6 кВ «Северная» для разделения нагрузки в рамках мероприятий по качеству	2019	1180,6	0,6		

1	2	3	4	5	6	7	8
		электроэнергии (протяженность – 0,6 км)					
1.12.	Г. Ярославль, ул. Большая Федоровская, д. 1196, ОАО «Яргортеплоэ- нерго», котельная № 31	строительство КЛ 0,4 кВ ТП 639 ПС 110/6 кВ «Перекоп» для разделения нагрузки в рамках мероприятий по качеству электроэнергии (протяженность – 0,206 км)	2021	401,2	0,2		
1.13.	Г. Ярославль, ул. Волкова, д. 5, МОУ школа № 4	строительство КЛ 0,4 кВ ТП 184 ПС 110/6 кВ «Северная» для разделения нагрузки в рамках мероприятий по качеству электроэнергии (протяженность – 0,136 км)	2021	270,97	0,14		
		строительство с заменой ТП 10/0,4 кВ ТП 184	2021	884,79		0,4	
1.14.	Г. Ярославль, ул. Запрудная, д. 15, МДОУ детский сад № 157	монтаж автоматического выключателя в ТП 10/0,4 кВ ТП 668 РУ-6 (инвентарный номер 13017256)	2021	4,634			1
		строительство КЛ 0,4 кВ № 5 от ТП 668 ПС 110/6/6 кВ «Южная» для разделения нагрузки в рамках мероприятий по качеству электроэнергии (протяженность – 0,569 км)	2021	1153,25	0,57		
1.15.	Г. Углич, котельная ДСУ	строительство ВЛ 0,4 кВ № 10 ТП-54	2021	885,27	0,67		
		реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 54 (инвентарный номер 12022526-00)	2021	425,82	0,35		
		монтаж автоматического выключателя в ТП 10/0,4 кВ ТП 054	2021	4,65			
1.16.	Г. Ярославль, ул. 2-я Полянская, д. 25, МОУ школа № 45	строительство КЛ 6 кВ ТП 1664 ПС 110/6/6 кВ «Южная» для разделения нагрузки в рамках мероприятий по качеству электроэнергии (протяженность – 1 км)	2022	3713	1		
		строительство ТП 10/0,4 кВ ТП 1667 ПС 110 кВ «Южная» – 0,250 МВА	2022	1458,5		0,25	
		строительство ВЛ 0,4 кВ № 1 ТП 1667 ПС 110 кВ	2022	460,2	0,3		

1	2	3	4	5	6	7	8
		«Южная» (протяженность – 0,3 км)					
1.17.	Г. Ярославль, ул. Большая Октябрьская, д. 79, МОУ школа № 64	строительство КЛ 0,4 кВ № 4 РП 10 ПС 110/6 кВ «Полиграф» в рамках мероприятий повышения надежности электроснабжения (протяженность – 0,12 км)	2022	230,7	0,12		
		реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 11 РП 10 ПС 110/6 кВ «Полиграф» с подвесом второй цепи (ВЛ 0,4 кВ № 4) в рамках мероприятий повышения надежности электроснабжения (инвентарный номер 12008861-00, протяженность – 0,285 км)	2022	393,7	0,29		
2. АО «Ярославская электросетевая компания»							
2.1.	Гаврилов-Ямский муниципальный район, санаторий «Сосновый Бор»	замена однострансформаторной КТП на 2КТП-ТК с 2 трансформаторами	2018	1,25		0,8	
2.2.	Г. Мышкин, детский сад «Тополек»	строительство КВЛ – 0,4кВ для взаиморезервирования от КТП № 702 до ТП № 708 с установкой АВР	2018	0,7	0,45		
2.3.	Г. Мышкин, школа	строительство КЛ – 0,4кВ от ТП – 712 «Школа» с АВР	2018	0,5	0,3		
2.4.	Г. Переславль-Залесский	строительство ВЛЗ – 10 кВ ф. 612 от РП – 13 в обход ТП – 12	2018	1	0,8		
2.5.	Ростовский муниципальный район, пос. Горный	строительство 2 КТПШ – 400 кВА с установкой 2 трансформаторов ТМГ – 400	2018	1,5		0,8	
2.6.	Г. Любим, центральная газовая котельная	строительство двухцепной ВЛЗ – 10 кВ от ЗТП – 6 и ЗТП – 16	2019	0,96	0,5		
2.7.	Г. Мышкин, детский сад «Росинка»	строительство ВЛИ – 0,4 кВ для взаиморезервирования от ВЛ – 0,4 кВ ТП № 712 до ВЛ – 0,4 кВ ТП № 711 с установкой АВР	2019	1	0,7		
2.8.	Г. Мышкин, детский сад «Петушок»	строительство ЛЭП – 0,4 кВ с совместной подвеской от ТП № 502 до детского сада «Петушок» с АВР	2019	0,3	0,2		

1	2	3	4	5	6	7	8
2.9.	Г. Переславль-Залесский	строительство КЛ – 10 кВ от ВЛЗ – 10 кВ ф. 4 ПС «Трубейж» до КТП – 127 «Химчистка»	2019	2,36	0,8		
2.10.	Г. Переславль-Залесский, КНС	строительство КЛ – 6 кВ от ПС «Переславль» до РП – 14 «Сырзавод»	2019	1,4	0,7		
2.11.	Г. Мышкин, ул. Солнечная	замена КТП – 603 «Солнечная» на КТПШ	2020	0,59		0,16	
2.12.	Г. Любим, мкр-н «Соколена»	замена КТП – 24 на КТПШ	2020	0,94		0,16	
2.13.	Г. Любим, школа, ул. Набережная р. Обноры	строительство ВЛЗ – 6 кВ – 0,1 км, КТП – 400 кВА	2021	1,2	0,3	0,25	
2.14.	Г. Любим, «КНС»	замена КТП – 23 на КТПШ	2021	0,826		0,1	
2.15.	Г. Любим, мкр-н «Заучье»	замена КТП – 17 на КТПШ	2022	0,826		0,25	
3. Взаиморезервирование ф. 6 (10) кВ с электросетью филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»							
3.1.	Г. Любим, водозабор	строительство ВЛЗ – 10 кВ для взаиморезервирования ВЛ – 10 кВ № 4 и ВЛ 10 кВ № 1 «Соть» с высоковольтным учетом	2018	1,2	0,7		
3.2.	Ростовский муниципальный район, пос. Горный	строительство ВЛИ – 0,4 кВ, ВЛЗ – 10 кВ до новой КТПШ пос. Горный	2018	3,7	2,1		
3.3.	Г. Любим	строительство ВЛЗ – 10 кВ и КЛ – 10 кВ для взаиморезервирования ВЛ – 10 кВ № 11 и ВЛ – 10 кВ № 3 ПС «Любим-тяговая»	2019	2,5	2,1		
3.4.	Г. Любим	строительство ВЛЗ – 10 кВ для взаиморезервирования от ВЛ – 10 кВ № 1 до КТПШ № 17 с в/в учетом	2020		0,2		
3.5.	Г. Мышкин	строительство ВЛЗ – 10 кВ с в/в учетом от ВЛ – 10 кВ № 8 ПС «Мышкин» до ВЛ – 10 кВ № 6 ПС «Мышкин»	2020	1,4	0,2		
3.6.	Г. Мышкин	строительство ВЛЗ – 10 кВ с в/в учетом от ВЛ – 10 кВ № 1 ПС «Мышкин» до КТП 603 ВЛ – 10 кВ № 6 ПС «Мышкин»	2021	1,4	0,2		

7.3. Применение резервных источников снабжения электрической энергией.

Одним из основных направлений повышения надежности электроснабжения потребителей электрической энергией является оснащение

передвижными РИСЭ, применяющимися при организации временного электроснабжения потребителей в тех случаях, когда восстановление нормального электроснабжения потребителей невозможно осуществить в установленные нормативно-технической документацией сроки.

Особое значение уделяется организации надежного электроснабжения потребителей, особо значимых объектов, используемых органами исполнительной власти при проведении социально-значимых мероприятий (выборы Президента Российской Федерации).

В рамках Программы сформирована группировка резервных источников электроснабжения, позволяющая обеспечить резервное электроснабжение социально-значимых объектов.

Все имеющиеся в наличии автономные резервные источники электроснабжения социально-значимых объектов и объектов жизнеобеспечения Ярославской области находятся в рабочем состоянии.

7.3.1. ОМС.

В 2017 году перед ОМС поставлена задача обеспечить приобретение не менее 20 РИСЭ, а также не менее 100 ИБП.

В рамках выполнения поручения Правительства области в 2017 году приобретен 31 РИСЭ.

7.3.2. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго».

Группировка передвижных РИСЭ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» включает в себя 36 передвижных РИСЭ общей мощностью 3900 кВА, в том числе:

- мощностью 100 кВА – 35 шт.;
- мощностью 400 кВА – 1 шт.

Количество и мощность РИСЭ выбраны исходя из следующих условий:

- количество и мощность СЗО;
- категоричность СЗО;
- расстояние до СЗО от мест постоянного базирования РИСЭ;
- максимально прогнозируемый, в том числе на основе постоянных наблюдений, уровень аварийности;
- время передислокации РИСЭ для наращиваний необходимой группировки генераторов.

Передвижной РИСЭ на базе автомобиля «КАМАЗ» мощностью 400 кВА применяется для обеспечения электроснабжения потребителей на время производства работ или во время технологических нарушений в пределах г. Ярославля.

Передвижные РИСЭ мощностью 100 кВА расположены в муниципальных районах Ярославской области с учетом количества и мощности СЗО, параметров аварийности и повреждаемости на электрических сетях с возможной перебазировкой РИСЭ.

В зависимости от количества обесточенных СЗО в одном из муниципальных районов Ярославской области или при массовых

технологических нарушениях имеется возможность дополнительно передислоцировать РИСЭ в следующем порядке:

- из РЭС филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» – расчетное время доставки РИСЭ до 2 часов;

- смежных филиалов ПАО «МРСК Центра» – расчетное время доставки РИСЭ до 4 – 6 часов в зависимости от удаленности филиала.

Таблица 7

Перечень РИСЭ, привлекаемых для организации надежного электроснабжения СЗО, с вариантами перемещения

№ п/п	Подразделение	Место размещения	Количество, шт.	Возможные варианты перераспределения РИСЭ между подразделениями
1	2	3	4	5
1. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»				
1.1.	Большесельский РЭС	Большесельский муниципальный район, Большое село, ул. Усыскина, д. 25б	1	Угличский РЭС, Мышкинский РЭС, Тутаевский РЭС (правая сторона), Рыбинский РЭС
1.2.	Борисоглебский РЭС	Борисоглебский муниципальный район, пос. Борисоглебский, ул. Комсомольская, д. 40	1	Ярославский РЭС, Яргорэлектросеть, Гаврилов-Ямский РЭС, Ростовский РЭС, Переславский РЭС, Угличский РЭС
1.3.	Брейтовский РЭС	с. Брейтово, ул. Гагарина, д. 2б	1	Некоузский РЭС, Мышкинский РЭС
1.4.	Гаврилов-Ямский РЭС	г. Гаврилов-Ям, ул. Клубная, д. 68	1	Ярославский РЭС, Яргорэлектросеть, Ростовский РЭС, Борисоглебский РЭС
1.5.	Даниловский РЭС	Даниловский р-н, г. Данилов, ул. Дорожная, д. 18	2	Первомайский РЭС, Любимский РЭС, Тутаевский РЭС (левая сторона), Некрасовский РЭС (левая сторона)
1.6.	Любимский РЭС	Любимский р-н, г. Любим, ул. Московская, д. 1а	1	Первомайский РЭС, Даниловский РЭС, Некрасовский РЭС (левая сторона)
1.7.	Мышкинский РЭС	г. Мышкин, ул. Энергетиков, д. 5а	1	Угличский РЭС, Большесельский РЭС, Некоузский РЭС, Рыбинский РЭС, Брейтовский РЭС

1	2	3	4	5
1.8.	Некоузский РЭС	Некоузский муниципальный район, с. Новый Некоуз, ул. Советская, д. 3а	2	Брейтовский РЭС, Мышкинский РЭС, Рыбинский РЭС
1.9.	Некрасовский РЭС	Некрасовский муниципальный район, пос. Некрасовское, ул. Энергетиков, д. 18	2	Ярославский РЭС, Яргорэлектросеть, Гаврилов-Ямский РЭС
1.10.	Первомайский РЭС	Ярославский район, пос. Пречистое, ул. Энергетиков, д. 15	1	Любимский РЭС, Даниловский РЭС, Пошехонский РЭС
1.11.	Переславский РЭС	Переславский муниципальный район, г. Переславль-Залесский, ул. Московская, д. 120	3	Ростовский РЭС, Борисоглебский РЭС
1.12.	Пошехонский РЭС	г. Пошехонье, ул. Рыбинская, д. 49	2	Рыбинский РЭС, Тутаевский РЭС (левая сторона), Первомайский РЭС
1.13.	Ростовский РЭС	Ростовский муниципальный район, г. Ростов, Савинское шоссе, д. 15	3	Ярославский РЭС, Яргорэлектросеть, Гаврилов-Ямский РЭС, Борисоглебский РЭС, Переславский РЭС
1.14.	Рыбинский РЭС	Рыбинский р-н, г. Рыбинск, ул. Кулибина, д. 14	3	Большесельский РЭС, Тутаевский РЭС (правая сторона), Мышкинский РЭС, Пошехонский РЭС
1.15.	Тутаевский РЭС	ТМР, г. Тутаев, ул. Привокзальная, д. 7	2	Ярославский РЭС, Яргорэлектросеть, Рыбинский РЭС, Большесельский РЭС
1.16.	Угличский РЭС	г. Углич, пос. Мебельщиков, д. 3а	2	Мышкинский РЭС, Большесельский РЭС, Борисоглебский РЭС
1.17.	Ярославский РЭС	г. Ярославль, ул. Северная ПС, д. 9	1	Тутаевский РЭС, Некрасовский РЭС, Гаврилов-Ямский РЭС, Ростовский РЭС, Борисоглебский РЭС
		г. Ярославль, ул. Стачек, д. 60а	2	
1.18.	РЭС I категории Яргорэлектросеть	г. Ярославль, просп. Октября, д. 86	4	Тутаевский РЭС, Некрасовский РЭС, Гаврилов-Ямский РЭС, Ростовский РЭС, Борисоглебский РЭС
		г. Ярославль, просп. Октября, д. 86	1	
2. АО «ЯрЭСК»				

1	2	3	4	5
2.1.	Переславль-Залесский филиал	г. Переславль-Залесский, пер. Призывной, д. 16	1	Переславль-Залесский муниципальный район
		г. Переславль-Залесский, пер. Призывной, д. 16	1	Переславль-Залесский муниципальный район
2.2.	Любимский участок	г. Любим, ул. Октябрьская, д. 54	1	Любимский муниципальный район
		г. Любим, ул. Октябрьская, д. 54	1	Любимский муниципальный район
2.3.	Мышкинский участок	г. Мышкин, ул. Успенская, д. 24	1	Мышкинский муниципальный район
		г. Мышкин, ул. Успенская, д. 24	1	Мышкинский муниципальный район
2.4.	Ярославский участок	г. Ярославль, ул. Северная ПС, д. 9	1	Ярославский муниципальный район
		г. Ярославль, ул. Северная ПС, д. 9	1	Ярославский муниципальный район
		г. Ярославль, ул. Северная ПС, д. 9	1	Ярославский муниципальный район
2.5.	Ярославский участок Рыбинская группа	г. Рыбинск, ул. Румянцевская, д. 53	1	Рыбинский муниципальный район
2.6.	Ростовский участок	г. Ростов, Савинское шоссе, д. 23	1	Рыбинский муниципальный район
		г. Ростов, Савинское шоссе, д. 23	1	Рыбинский муниципальный район
3. ОАО ЖКХ «Заволжье»				
	ОАО ЖКХ «Заволжье»	Ярославский муниципальный район, пос. Заволжье	1	Ярославский муниципальный район
		Ярославский муниципальный район, пос. Заволжье	1	Ярославский муниципальный район
		Ярославский муниципальный район, пос. Заволжье	1	Ярославский муниципальный район
		Ярославский муниципальный район, пос. Михайловский	1	Ярославский муниципальный район
4. МУП ТМР «Горэлектросеть»				
	МУП ТМР «Горэлектросеть»	г. Тутаев, ул. Промзона, д. 9	1	ТМР
		г. Тутаев, ул. Осипенко, д. 4а	1	ТМР

8. Внедрение АСКУЭ на территории Ярославской области

8.1. Внедрение АСКУЭ в расчетах за потребленную электроэнергию с потребителями является стратегической задачей для субъектов электроэнергетики Ярославской области.

8.2. Результаты и планы внедрения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии на территории Ярославской области.

8.2.1. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго».

В рамках реализованных программ развития учета электроэнергии в период с 2010 года по 2016 год осуществлена автоматизация 26 078 точек учета (10 процентов от общего количества точек учета). Из 161 ПС, полностью находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», на 130 ПС приборы учета включены в АИИС КУЭ.

Из 26078 точек учета организованы:

- 2061 точка технического учета электрической энергии;
- 2548 точек коммерческого учета электрической энергии;
- 5220 точек учета на вводах многоквартирных домов;
- 16249 точек учета индивидуальных потребителей, граждан.

С целью модернизации учета электрической энергии потребителей и автоматизации передачи данных с приборов учета распоряжением Правительства Российской Федерации от 16 июня 2014 г. № 1059-р утвержден проект «Строительство интеллектуальных сетей», предполагающий организацию интеллектуального учета электроэнергии, включая установку 121 833 приборов учета в 11 муниципальных районах Ярославской области (Ярославский, Даниловский, Тутаевский, Некрасовский, Рыбинский, Большесельский, Пошехонский, Брейтовский, Ростовский (частично), Угличский (за исключением сетей г. Углича), Переславский).

Ярославская область стала участницей проекта «Строительство интеллектуальных сетей» наряду с Тульской и Калининградской областями. Реализация данного проекта осуществляется за счет выделения средств из Фонда национального благосостояния.

Успешная реализация проекта «Строительство интеллектуальных сетей» позволит автоматизировать 49 процентов приборов учета, получить эффект в снижении потерь в объеме 164,67 млн. кВт × ч в год.

В 2018 и 2019 годах запланирована установка 5230 пунктов учета с включением в АИИС КУЭ в рамках следующих проводимых мероприятий:

- автоматизация учета электроэнергии на ф.:

- ф. 1, ф. 3, ф. 24, ф. 26 ПС «Керамик»;
- ф. 4, ф. 7, ф. 9, ф. 10, ф. 30, ф. 33, ф. 36, ф. 37 ПС «Чайка»;
- ф. 3 ПС «Ананьино», ф. 4 ПС «Дубки»;
- ф. 3 ПС «Ватолино»;
- ф. 5 «Устье» ПС «Ватолино»;

- установка технического учета электроэнергии на РП 6 (10) кВ РЭС первой категории «Яргорэлектросеть» и Мышкинского РЭС.

Ожидаемый эффект от реализации данных мероприятий – снижение потерь в объеме 12,1 млн. кВт × ч.

В 2019 и 2020 годах запланирована установка 5863 пунктов учета в Заволжском районе г. Ярославля с включением в АИИС КУЭ. Ожидаемый

эффект от реализации данных мероприятий – снижение потерь в объеме 9,82 млн. кВт × ч.

Кроме того, в 2018 – 2020 годах запланировано строительство АИИС КУЭ в рамках мероприятий энергосервисного договора. Исходя из цели наибольшего эффекта от снижения потерь электроэнергии приоритетными районами рассматриваются г. Углич, а также отдельные районы г. Ярославля и Ярославский муниципальный район. Всего планируется автоматизировать 25 200 точек учета.

Объекты строительства:

- ПС «Тормозная» ф. 5, ф. 9, ф. 14, ф. 21, ф. 23, ф. 24;
- ПС «Машприбор» ф. 2, ф. 6, ф. 16;
- ПС «Машприбор» ф. 5, ф. 23, ф. 25;
- ПС «Толга» ф. 73, ф. 94, ф. 19, ф. 34, ф. 35, ф. 93, ф. 9, ф. 10, ф. 15, ф. 27, ф. 31;
- ПС «Возрождение» ф. 6;
- ПС «Ватолино» ф. 10;
- ПС «Алтыново» ф. 174, ф. 175;
- ПС «Южная» ф. 120, ф. 218, ф. 109, ф. 406, ф. 102, ф. 213, ф. 302, ф. 402, ф. 301, ф. 407, ф. 216, ф. 308;
- ПС «Институтская» ф. 106, ф. 204, ф. 307, ф. 407, ф. 305, ф. 404, ф. 103, ф. 205, ф. 104, ф. 202, ф. 105, ф. 203, ф. 303, ф. 403;
- ПС «Перекоп» ф. 3, ф. 2, ф. 4, ф. 9, ф. 5, ф. 14;
- ПС «Ведерники» ф. 3, ф. 4;
- ПС «Которосль» ф. 106, ф. 205, ф. 406, ф. 108, ф. 203;
- г. Углич.

Ожидаемый эффект от реализации данного проекта – снижение потерь в объеме 68,9 млн. кВт × ч.

Таблица 8

Сводная информация об объемах внедрения средств АИИС КУЭ
в соответствии с реализуемыми проектами

№ п/п	Период реализации, годы	Единица показателя	Всего	Технический учет		Коммерческий учет		
				ПС 35 – 110	ТП/РП 6 – 10	ПС 35 – 110	ТП/РП 6 – 10	1 кВ и ниже
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Проект «Программа перспективного развития систем учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии»								
1.1.	2010 – 2016	количество точек учета, шт.	26 078	1403	658	731	437	22849

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		доля автоматизации, %	10	-	-	-	-	-
1.2.	2018 – 2019	количество точек учета, шт.	5230	-	342	-	46	4842
		доля автоматизации, %	3	-	-	-	-	-
1.3.	2019 – 2020	количество точек учета, шт.	5863	-	134		13	5716
		доля автоматизации, %	3,1	-	-	-	-	-
2. Проект «Создание системы учета электроэнергии филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» с участием РФПИ								
	2016 – 2022	количество точек учета, шт.	121 833	82	3864	-	1145	116742
		доля автоматизации, %	49	-	-	-	-	-
3. Проект «Энергосервисный контракт» в г. Угличе и г. Ярославле								
	2018 – 2020	количество точек учета, шт.	25200	0	842	0	149	24209
		доля автоматизации, %	10	-	-	-	-	-

8.2.2. ПАО «ТНС энерго Ярославль».

В период с 2010 года по 2017 год осуществлено внедрение АСКУЭ в 55 многоквартирных домах (4761 точка коммерческого учета) и в 5 бюджетных организациях г. Ярославля (7 точек учета коммерческого учета).

Благодаря внедрению АСКУЭ, снизилось потребление электроэнергии на общедомовые нужды в многоквартирных домах в среднем на 35 процентов.

В 2018 – 2020 годах планируется внедрение АСКУЭ в 426 многоквартирных домах с общим количеством 28863 точки учета электрической энергии и 780 бюджетных учреждениях Ярославской области с общим количеством 2886 точек учета электрической энергии.

8.2.3. АО «ЯрЭСК».

В период с 2012 года по 2017 год осуществлено внедрение системы АСКУЭ на объектах АО «ЯрЭСК» в ТП, РП и бытовых потребителей, установлено:

- 313 точек технического учета электрической энергии в ТП и РП (100 процентов от общего количества);
- 379 точек коммерческого учета электрической энергии в ТП и РП;
- 1118 точек коммерческого учета электрической энергии бытовых потребителей.

С 2015 года АО «ЯрЭСК» совместно с СНТ осуществляет внедрение системы АСКУЭ БП в СНТ, установлено 1620 точек коммерческого учета электрической энергии бытовых потребителей.

В результате за период 2012 – 2017 годов получен эффект снижения потерь на 8,4 млн. кВт × ч.

Таблица 9

Объемы внедрения АСКУЭ, реализуемые субъектами электроэнергетики на территории Ярославской области, на 2018 – 2022 годы

№ п/п	Наименование организации	2010 – 2017 годы	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	Всего
1.	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», шт.	26078	5230	5863	6462	7003	7068	57704
2.	ПАО «ТНС энерго Ярославль», шт.	4768	18063	12995				35826
3.	АО «ЯрЭСК», шт.	3430	1654	2400	3000	3000	3000	16484

Ожидаемый эффект от реализации данных проектов – снижение потерь в объеме 95 млн. кВт × ч и снижение потребления электроэнергии на общедомовые нужды в многоквартирных домах в среднем на 35 процентов.

Список используемых сокращений

АВР – автоматический ввод резерва

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии

АО – акционерное общество

АСКУЭ – автоматизированная система коммерческого учета электрической энергии

БП – бытовые потребители

БРТП – блочная распределительная трансформаторная подстанция

в/в – высоковольтный

ВЛ – воздушная линия

ВЛЗ – воздушная линия с защищенным проводом

ВЛИ – воздушная линия с изолированным проводом

ГРЭС – государственная районная электростанция

ДСУ – дорожно-строительное управление

ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство

ЗТП – закрытая трансформаторная подстанция

ИБП – источник бесперебойного питания

КВЛ – кабельные воздушные линии

КЛ – кабельная линия

КНС – канализационная насосная станция

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

КТПП – комплектная трансформаторная подстанция проходная

ЛЭП – линия электропередачи

МДОУ – муниципальное дошкольное образовательное учреждение

МОУ – муниципальное образовательное учреждение

МРСК Центра – Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра

МТП – мачтовая трансформаторная подстанция

МУП – муниципальное унитарное предприятие

ОАО – открытое акционерное общество

ОМС – органы местного самоуправления

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ПАО – публичное акционерное общество

ПГУ – парогазовая установка

ПМЭС – предприятие магистральных электрических сетей

Программа – Программа развития электроэнергетики Ярославской области на 2018 – 2022 годы

ПС – подстанция

РИСЭ – резервный источник электроэнергии

РЛР – ремонтный линейный разъединитель

РП – распределительный пункт

РУ – распределительное устройство

РФПИ – Российский фонд прямых инвестиций

РЭС – район электрических сетей

СЗО – социально значимый объект

СИП – самонесущий изолированный провод

СНТ – садоводческое некоммерческое товарищество

с/п – сельское поселение

ТМГ – трансформатор масляный герметичный

ТМР – Тутаевский муниципальный район

ТП – трансформаторная подстанция

ТЭС – теплоэлектростанция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

УЕ – условная единица объема обслуживания оборудования электросетевых организаций (применяется для определения необходимого количества эксплуатационного персонала)

ф. – фидер

ФСК ЕЭС – Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы

ЯрЭСК – Ярославская электросетевая организация

2КТП-ТК – комплектная трансформаторная подстанция с двумя трансформаторами тупикового типа с кабельным вводом