



УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ

26.04.2019

№ 214-УГ

г. Екатеринбург

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2020–2024 годов

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Свердловской области на период 2020–2024 годов (прилагаются).

2. Признать утратившим силу Указ Губернатора Свердловской области от 19.04.2018 № 200-УГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2019–2023 годов» («Официальный интернет-портал правовой информации Свердловской области» (www.pravo.gov66.ru), 2018, 23 апреля, № 17174) с 1 января 2020 года.

3. Контроль за исполнением настоящего указа возложить на Заместителя Губернатора Свердловской области С.В. Швиндта.

4. Настоящий указ вступает в силу с 1 января 2020 года.

5. Настоящий указ опубликовать на «Официальном интернет-портале правовой информации Свердловской области» (www.pravo.gov66.ru).

Исполняющий обязанности
Губернатора Свердловской области



А.В. Орлов

УТВЕРЖДЕНЫ
Указом Губернатора
Свердловской области
от 26.04.2019 № 214-УГ
«Об утверждении схемы
и программы развития
электроэнергетики Свердловской
области на период 2020–2024 годов»

**СХЕМА И ПРОГРАММА
РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД
2020–2024 ГОДОВ**

СОДЕРЖАНИЕ

Раздел 1. Цели и задачи схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2020–2024 годов	6
Раздел 2. Общая характеристика Свердловской области	7
Раздел 3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Свердловской области	9
Глава 1. Характеристика энергосистемы	9
Глава 2. Структура и состав установленной мощности электростанций	10
Глава 3. Возрастная структура оборудования электростанций	13
Глава 4. Основные характеристики электросетевого хозяйства Свердловской области	14
Глава 5. Основные внешние электрические связи энергосистемы Свердловской области	15
Глава 6. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше, а также разработка рекомендаций по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности	16
Глава 7. Динамика потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Свердловской области	17
Глава 8. Структура потребления электрической энергии Свердловской области. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии	21
Глава 9. Структура выработки электрической энергии по типам электростанций и видам собственности	21
Глава 10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности в энергосистеме Свердловской области за 2014–2018 годы	22
Глава 11. Установленная тепловая мощность электростанций	24
Глава 12. Структура топливного баланса электростанций и котельных	26
Глава 13. Динамика потребления тепловой энергии в регионе и структура отпуска теплоэнергии от электростанций и котельных Свердловской области	27
Глава 14. Перечень основных потребителей тепловой энергии	28
Глава 15. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области	28
Глава 16. Описание системы теплоснабжения города Екатеринбурга	29
Раздел 4. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Свердловской области	41
Глава 17. Особенности функционирования энергосистемы	41
Глава 18. Энергорайоны энергосистемы Свердловской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений («узкие» места)	41
Глава 19. Проблемы электросетевого комплекса Свердловской области	44
Глава 20. Проблемы генерирующих мощностей Свердловской области	44
Глава 21. Проблемы в системе теплоснабжения Свердловской области. Рост повреждаемости тепловых сетей	45

Глава 22. Особенности ресурсного обеспечения электроэнергетического комплекса Свердловской области	48
Глава 23. Влияние предприятий энергетики на загрязнение окружающей среды в Свердловской области	49
Глава 24. Состояние и перспективы развития малой генерации в Свердловской области	59
Раздел 5. Основные направления развития электроэнергетики Свердловской области	71
Глава 25. Основные цели и задачи развития электроэнергетики Свердловской области	71
Глава 26. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Свердловской области на пятилетний период	72
Глава 27. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Свердловской области	75
Глава 28. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электрической энергии и мощности) на пятилетний период	79
Глава 29. Перечень основных перспективных потребителей.....	80
Глава 30. Развитие электрических сетей на территории Свердловской области 110 кВ и выше	83
Глава 31. Развитие электрических сетей на территории Свердловской области 35 кВ и ниже	114
Глава 32. Организация единых теплоснабжающих организаций	120
Глава 33. Потребность электростанций и котельных в топливе	120
Глава 34. Энергообеспечение удаленных территорий Свердловской области	122
Глава 35. Потребность в кадровых ресурсах для реализации программы развития электроэнергетики Свердловской области	125
Глава 36. Перспективные инновационные технологии и направления развития электроэнергетического комплекса Свердловской области.....	131
Глава 37. Итоги реализации настоящих схемы и программы развития	132
Приложение № 1. Возрастная структура оборудования электростанций Свердловской области на 1 марта 2019 года	134
Приложение № 2. Характеристика электросетевого комплекса по классам напряжения на 1 марта 2019 года	138
Приложение № 3. Характеристика средств компенсации реактивной мощности номинальным напряжением 110 кВ и выше на 1 марта 2019 года	139
Приложение № 4. Перечень наиболее крупных потребителей электрической энергии в энергосистеме Свердловской области.....	141
Приложение № 5. Перечень крупных перспективных потребителей электрической энергии в энергосистеме Свердловской области.....	142
Приложение № 6. Перечень выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области.....	143
Приложение № 7. Объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования по энергосистеме Свердловской области (МВт).....	148

Приложение № 8. Объемы и структура вводов (перемаркировки) генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по энергосистеме Свердловской области (МВт).....	150
Приложение № 9. Перечень мероприятий по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области	151
Приложение № 10. Перечень мероприятий по развитию электросетевого комплекса 35 кВ и ниже (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области	155
Приложение № 11. Перечень перспективных проектов по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше (объектов реконструкции, нового строительства), необходимость реализации которых не подтверждена заявками на технологическое присоединение и (или) режимно-балансовой ситуацией.....	202
Приложение № 12. Результаты расчетов электроэлектрических режимов	203
Список используемых сокращений.....	212

Раздел 1. Цели и задачи схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2020–2024 годов

Схема и программа развития электроэнергетики Свердловской области на период 2020–2024 годов (далее – схема и программа развития) разработаны в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Настоящие схема и программа развития учитывают:

- 1) Указ Президента Российской Федерации от 7 мая 2012 года № 596 «О долгосрочной государственной экономической политике»;
- 2) Стратегию социально-экономического развития Свердловской области на 2016–2030 годы, утвержденную Законом Свердловской области от 21 декабря 2015 года № 151-ОЗ «О Стратегии социально-экономического развития Свердловской области на 2016–2030 годы»;
- 3) проект схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы;
- 4) схему и программу развития электроэнергетики Свердловской области на период 2019–2023 годов, утвержденные Указом Губернатора Свердловской области от 19.04.2018 № 200-УГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2019–2023 годов»;
- 5) постановление Правительства Свердловской области от 08.08.2012 № 858-ПП «Об основных параметрах развития газоснабжения и газификации Свердловской области Генеральной схемы газоснабжения и газификации Свердловской области на период до 2015 года и перспективу до 2020 года»;
- 6) схемы теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, на территориях которых расположены объекты электроэнергетики Свердловской области;
- 7) социально-экономические, экономико-технологические, географические, экологические и ресурсные особенности региона;
- 8) сведения о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;
- 9) предложения системного оператора, сетевых организаций и исполнительных органов государственной власти Свердловской области по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Свердловской области.

Настоящие схема и программа развития являются основой для разработки инвестиционных программ территориальных сетевых организаций.

Основной целью разработки настоящих схемы и программы развития является подготовка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Основными задачами работы по разработке настоящих схемы и программы развития являются:

1) подготовка предложений по скоординированному планированию строительства и ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

2) подготовка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 0,4 кВ и выше по энергосистеме на пятилетний период для обеспечения надежного функционирования энергосистемы в долгосрочной перспективе;

3) информационное обеспечение деятельности исполнительных органов государственной власти Свердловской области при формировании политики в сфере электроэнергетики Свердловской области;

4) обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса Свердловской области.

Раздел 2. Общая характеристика Свердловской области

Свердловская область – один из крупнейших регионов Российской Федерации, входящий в состав Уральского федерального округа. Свердловская область находится на Евразийском континенте в четвертом часовом поясе на стыке двух частей света – Европы и Азии, в пределах Уральского горного хребта – Северного и Среднего Урала, а также Восточно-Европейской и Западно-Сибирской равнин. Протяженность территории с запада на восток – около 560 км, с севера на юг – около 660 км. Площадь территории Свердловской области составляет 194,3 тыс. кв. км. Свердловская область граничит на юге с Курганской, Челябинской областями и Республикой Башкортостан, на западе – с Пермским краем, на северо-западе – с Республикой Коми, на северо-востоке – с Ханты-Мансийским автономным округом – Югрой, на востоке – с Тюменской областью.

Климат Свердловской области континентальный, средняя температура января от -16 до -20 градусов, средняя температура июля от +16 до +19 градусов, количество осадков – около 500 мм в год.

Численность постоянного населения Свердловской области на 1 января 2019 года составляет 4 315 699 человек. На территории Свердловской области расположены 47 городов, 1 рабочий поселок, 25 поселков городского типа, 1802 сельских населенных пункта. Местное самоуправление осуществляется на территориях 94 муниципальных образований. В городах проживает 85% населения. К наиболее крупным городам относятся Екатеринбург, Нижний Тагил, Каменск-Уральский, Первоуральск, Серов.

По большинству основных социально-экономических показателей развития Свердловская область входит в первую десятку регионов Российской Федерации.

Основная часть населения (более 80%) проживает в следующих промышленных районах: Серово-Богословском, Нижнетагильском, Верхнетагильском, Первоуральском, Екатеринбургском, Асбестовско-

Артемовском, Каменск-Уральском, Полевском. Карта-схема Свердловской области с указанием районов приведена на рисунке 1.

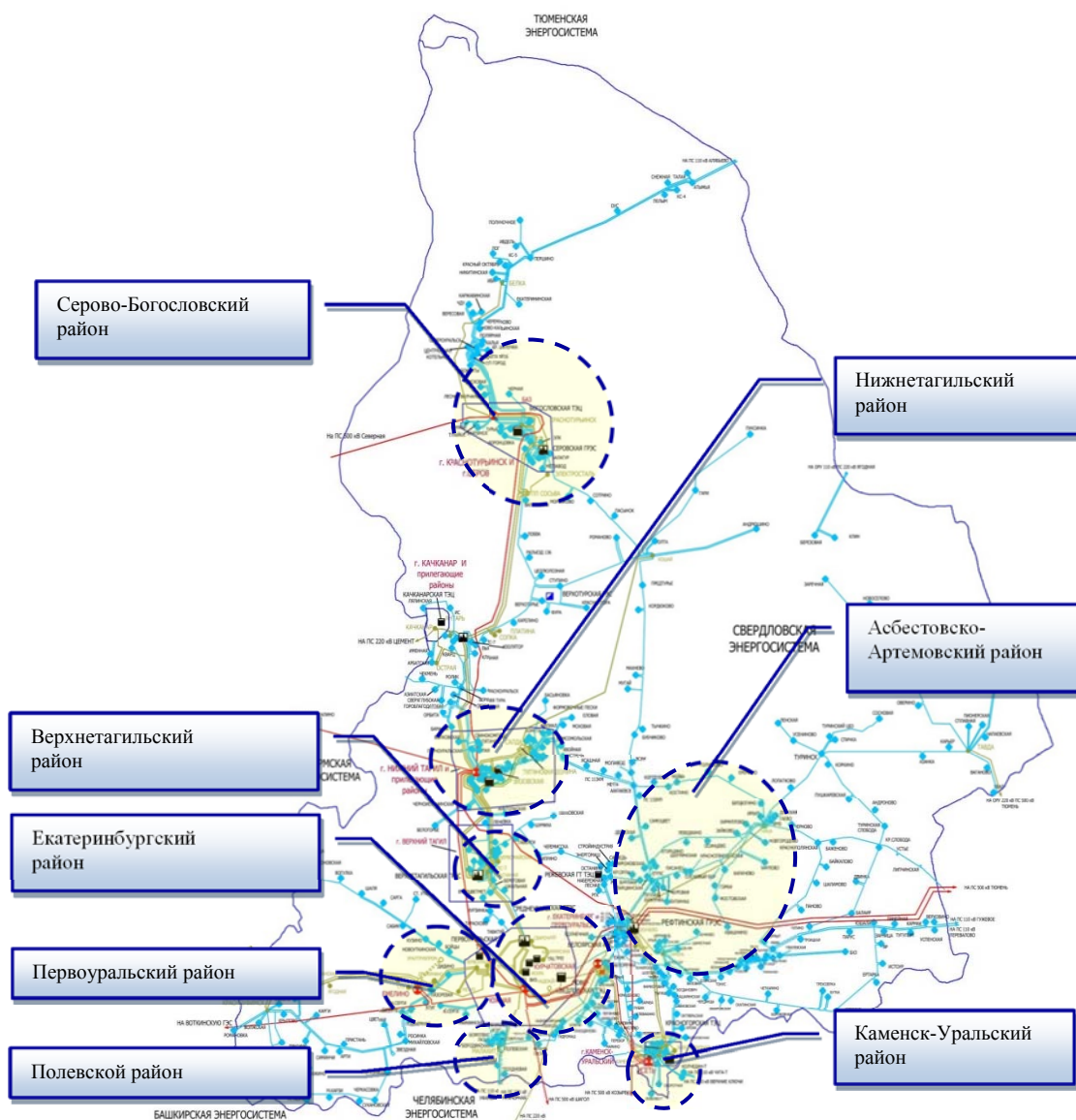


Рис. 1. Карта-схема Свердловской области с основными промышленными районами

Промышленность Свердловской области представлена преимущественно обрабатывающим производством, на долю которого в 2018 году пришлось около 87% от объема промышленного производства на территории Свердловской области и около 36% от объема производства в обрабатывающем производстве Уральского федерального округа. Профилирующие производства: металлургическое производство (черная и цветная металлургия), производство машин и оборудования, которые обладают высокой фондо- и материалоемкостью с высокой зависимостью от конъюнктуры сырьевых рынков. Добыча полезных ископаемых представлена добычей железных и медных руд, бокситов, асбеста.

В Свердловской области имеются собственные топливно-энергетические ресурсы. Запасы угля незначительны, имеются разведанные запасы нефти на северо-востоке области, разработка их в настоящее время не ведется. В Красноуфимском районе ведется разведка месторождений газа, возможность добычи которого оценивается в размере 1,5–2 млрд. куб. м. в год. Гидроэнергоресурсы представлены в основном малыми реками. Гидропотенциал оценивается в 300 МВт. На территории Свердловской области располагаются существенные запасы торфа (более 3 млрд. т.у.т.). В 1985 году был достигнут максимальный уровень добычи торфа, который составил 3,5 млн. тонн. Добыча торфа и его использование на топливные нужды на протяжении длительного периода сокращались.

Раздел 3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Свердловской области

Глава 1. Характеристика энергосистемы

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области на 1 марта 2019 года составила 10 567,64 МВт.

Более половины от всей установленной мощности энергосистемы – 51% (5378,5 МВт) – приходится на две электростанции: Рефтинскую ГРЭС и Среднеуральскую ГРЭС, принадлежащие ПАО «Энел Россия».

К наиболее крупным электростанциям, расположенным на территории Свердловской области, относятся Рефтинская ГРЭС, Среднеуральская ГРЭС, Верхнетагильская ГРЭС, Серовская ГРЭС, Ново-Свердловская ТЭЦ, Нижнетуриная ГРЭС, Белоярская АЭС.

На территории Свердловской области присутствуют источники генерации распределенной энергетики.

Энергосистема Свердловской области входит в состав объединенной энергосистемы Урала. Оперативно-диспетчерское управление энергосистемой осуществляется филиалами АО «СО ЕЭС»: «Объединенное диспетчерское управление энергосистемой Урала» и «Региональное диспетчерское управление энергосистемами Свердловской и Курганской областей».

Электросетевой комплекс энергосистемы Свердловской области достаточно развит, присутствуют линии электропередачи класса напряжения 0,4-6-10-20-35-110-220-500 кВ. Суммарная протяженность ЛЭП 110-220-500 кВ на 1 марта 2019 года по данным сетевых организаций составила 16,35 тыс. км. Суммарная мощность силовых трансформаторов (автотрансформаторов) с высшим номинальным напряжением 110-220-500 кВ на понизительных ПС и электростанциях энергосистемы Свердловской области на 1 марта 2019 года составила 43,1 тыс. МВА.

Баланс мощности и электрической энергии энергосистемы Свердловской области является избыточным.

Крупнейшими генерирующими компаниями на территории Свердловской области являются ПАО «Энел Россия», АО «Интер РАО – Электрогенерация»,

ПАО «ОГК-2», филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс», АО «Концерн Росэнергоатом».

Крупнейшими сетевыми организациями на территории Свердловской области являются филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, ОАО «МРСК Урала», АО «Екатеринбургская электросетевая компания», АО «Облкоммунэнерго», ОАО «РЖД» (Свердловская дирекция по энергообеспечению структурного подразделения «Трансэнерго» и Горьковская дирекция по энергообеспечению структурного подразделения «Трансэнерго»). Часть объектов 220-110 кВ и ниже принадлежат организациям – потребителям электрической энергии.

Крупнейшими энергосбытовыми организациями на территории Свердловской области являются Свердловский филиал АО «ЭнергосбыТ Плюс», АО «Екатеринбургэнерго», филиал ООО «Металлэнергофинанс» в городе Нижний Тагил Свердловской области, ООО «Русэнергобыт» (для ОАО «РЖД» в границах Свердловской области), ЗАО «Энергопромышленная компания». Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28.03.2019 № 295 «О присвоении статуса гарантирующего поставщика территориальной сетевой организации» статус гарантирующего поставщика присвоен ОАО «МРСК Урала».

Глава 2. Структура и состав установленной мощности электростанций

Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Свердловской области, представлена в таблице 1 и на рисунке 2.

Таблица 1

Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Свердловской области, по состоянию на 1 марта 2019 года

Номер строки	Тип электростанции	Установленная мощность (МВт)	Доля от установленной мощности энергосистемы Свердловской области (процентов)
1.	АЭС	1485	14,1
2.	ГЭС	7	0,1
3.	ТЭС	9075,64	85,8
4.	Итого	10 567,64	100,0

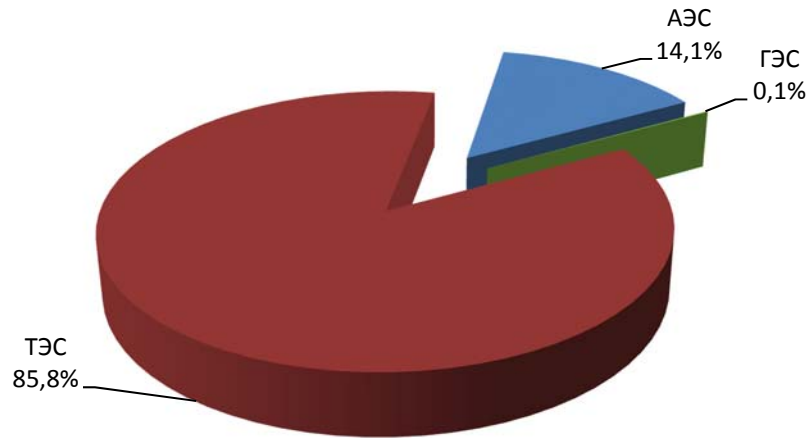


Рис. 2. Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Свердловской области, по состоянию на 1 марта 2019 года

Информация об установленной мощности, месторасположении электрических станций, находящихся на территории энергосистемы Свердловской области, представлена в таблице 2.

Таблица 2

Электрические станции, расположенные на территории энергосистемы Свердловской области, по состоянию на 1 марта 2019 года

Номер строки	Собственник, наименование электростанции	Установленная мощность (МВт)	Место расположения электростанции
1	2	3	4
1.	АО «Концерн Росэнергоатом»	1485	
2.	Белоярская АЭС	1485	г. Заречный
3.	АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»	1062,15	
4.	Верхнетагильская ГРЭС	1062,15	г. Верхний Тагил
5.	ПАО «ОГК-2»	451	
6.	Серовская ГРЭС	451	г. Серов
7.	ПАО «Энел Россия»	5378,5	
8.	Рефтинская ГРЭС	3800	пос. Рефтинский
9.	Среднеуральская ГРЭС	1578,5	г. Среднеуральск
10.	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	1356,5	
11.	Ново-Свердловская ТЭЦ	557	г. Екатеринбург
12.	Нижнетурунская ГРЭС	484	г. Нижняя Тура
13.	Академическая ТЭЦ	228	г. Екатеринбург
14.	Свердловская ТЭЦ	24	г. Екатеринбург
15.	Верхотурская ГЭС	7	Верхотурский район (река Тура)
16.	Первоуральская ТЭЦ	24	г. Первоуральск
17.	ТЭЦ-19	8,5	г. Екатеринбург

1	2	3	4
18.	ТЭЦ Уральского турбомоторного завода	24	г. Екатеринбург
19.	Филиал АО «РУСАЛ Урал» в Каменске-Уральском	121	
20.	Красногорская ТЭЦ	121	г. Каменск-Уральский
21.	Филиал АО «РУСАЛ Урал» в Краснотурьинске	135,5	
22.	Богословская ТЭЦ	135,5	г. Краснотурьинск
23.	ОАО «Богдановичская генерирующая компания»	8,6	
24.	Богдановичская ТЭЦ	8,6	г. Богданович
25.	АО «ГТ Энерго»	60	
26.	Режевская ГТ ТЭЦ	18	г. Реж
27.	Екатеринбургская ГТ ТЭЦ	18	г. Екатеринбург
28.	Ревдинская ГТ ТЭЦ	24	г. Ревда
29.	АО «ЕВРАЗ КГОК»	50	
30.	Качканарская ТЭЦ	50	г. Качканар
31.	АО «ЕВРАЗ НТМК»	149,9	
32.	ТЭЦ НТМК	149,9	г. Нижний Тагил
33.	АО «НПК «Уралвагонзавод» им. Ф.Э. Дзержинского»	108	
34.	ТЭЦ УВЗ	108	г. Нижний Тагил
35.	ЗАО Межотраслевой концерн «Уралметпром», ООО «ТГ-1», ООО «ТГ-2»	70,5	
36.	ТЭЦ ВИЗа	70,5	г. Екатеринбург
37.	ПАО «Надеждинский металлургический завод»	18	
38.	ЦЭС «Металлургический завод им. А.К. Серова»	18	г. Серов
39.	АО «Синарская ТЭЦ»	24	
40.	ТЭЦ Синарского трубного завода	24	г. Каменск-Уральский
41.	АО «Штарк Энерджи Екатеринбург»	21,5	
42.	Мини-ТЭЦ ОАО «СУМЗ»	21,5	г. Ревда
43.	АО «Объединенная теплоэнергетическая компания»	24,9	
44.	ТЭЦ в г. Новоуральске	24,9	г. Новоуральск
45.	ПАО «Уральский завод резиновых технических изделий»	6	
46.	ТЭЦ РТИ	6	г. Екатеринбург
47.	АО «Невьянский цементник»	26,19	
48.	Невьянская ТЭС	26,19	пос. Цементный
49.	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	8	
50.	ГТЭС-4 АРП Сысерть	4	г. Сысерть
51.	ГТЭС АРП Арамилъ	4	г. Арамилъ
52.	АО «Уралэлектромедь»	2,4	
53.	Мини-ТЭЦ ПСЦМ АО «Уралэлектромедь»	2,4	г. Кировград
54.	Итого по энергосистеме Свердловской области	10 567,64	

Структура распределения установленной мощности электрических станций с разбивкой по субъектам электроэнергетики Свердловской области показана на рисунке 3.



Рис. 3. Структура распределения установленной мощности электрических станций Свердловской области по состоянию на 1 марта 2019 года

Глава 3. Возрастная структура оборудования электростанций

С 1 февраля 2018 года по 1 марта 2019 года существенных изменений в возрастной структуре оборудования электрических станций на территории энергосистемы Свердловской области не произошло. В указанный период проведены следующие мероприятия:

1) введены в эксплуатацию ТГ-3, 4 Ревдинской ГТ ТЭЦ (АО «ГТ Энерго») суммарной установленной мощностью 12 МВт;

2) скорректирована установленная мощность Блока 9 Серовской ГРЭС (ПАО «ОГК-2») с 420 МВт до 451 МВт (по результатам аттестации);

3) скорректирована установленная мощность Блока 1 Академической ТЭЦ (ПАО «Т Плюс») с 222 МВт до 228 МВт (по результатам аттестации);

4) скорректирована установленная мощность ТГ-1 ТЭЦ-19 с 6 МВт до 4,5 МВт;

5) скорректирована суммарная установленная мощность ТЭЦ в г. Новоуральске с 24 МВт до 24,9 МВт;

6) добавлена в установленную мощность энергосистемы Свердловской области Мини-ТЭЦ ПСЦМ АО «Уралэлектромедь» суммарной установленной мощностью 2,4 МВт.

По состоянию на 1 марта 2019 года доля мощностей, введенных с начала 2011 года, составила 28,6%. Мощность генерирующего оборудования, введенного более 50 лет назад (до 1960 года), составляет 3,3%. Полный перечень электрических станций с указанием возрастной структуры оборудования представлен в

приложении № 1 к настоящим схеме и программе развития. График введенной мощности на 1 марта 2019 года показан на рисунке 4.

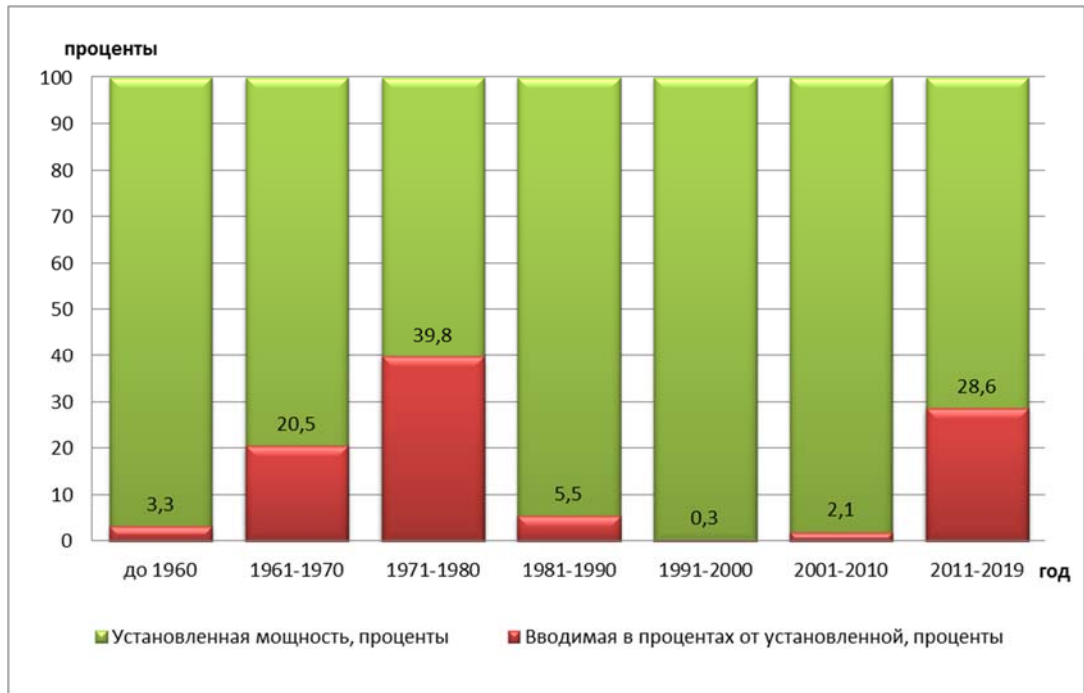


Рис. 4. График введенной мощности в процентах от установленной

Глава 4. Основные характеристики электросетевого хозяйства Свердловской области

Основу электросетевого комплекса энергосистемы Свердловской области составляют электрические сети напряжением 0,4-6-10-20-35-110-220-500 кВ. Основные характеристики электросетевого хозяйства Свердловской области:

- ПС (ПП) 500 кВ – 5 (1) штук;
- ПС (ПП) 220 кВ – 38 (1) штук;
- ПС 110 кВ – 608 штук;
- ПС 35 кВ – 165 штук;
- ТП 10-6/0,4 кВ – более 16 080 штук;
- ЛЭП 500 кВ – 1988 км;
- ЛЭП 220 кВ – 3359 км;
- ЛЭП 110 кВ – 11 066 км;
- ЛЭП 35-0,4 кВ – более 61 600 км.

Основные характеристики приведены по данным наиболее крупных электросетевых компаний на территории Свердловской области, таких как филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, ОАО «МРСК Урала», АО «Екатеринбургская электросетевая компания», АО «Облкоммунэнерго», ОАО «РЖД». На территории Свердловской области также функционирует более 50 мелких территориальных сетевых организаций. Более подробная характеристика электросетевого комплекса Свердловской области приведена в приложении № 2 к настоящим схеме и программе развития.

Глава 5. Основные внешние электрические связи энергосистемы Свердловской области

Энергосистема Свердловской области входит в объединенную энергосистему Урала и граничит с энергосистемами Пермского края, Челябинской, Курганской, Тюменской областей, Республики Башкортостан. Внешние электрические связи с соседними энергосистемами представлены в таблице 3.

Таблица 3

Внешние электрические связи энергосистемы Свердловской области

Номер строки	Наименование энергосистемы	Диспетчерское наименование линии электропередачи
1	2	3
1.	Энергосистема Курганской области	ВЛ 220 кВ Высокая – Каменская
2.		ВЛ 110 кВ Каменская – В. Ключи с отпайками на ПС ЖБК
3.		ВЛ 110 кВ Колчедан – Чуга-Т
4.	Энергосистема Республики Башкортостан	ВЛ 35 кВ Сажино – Усть-Икинская
5.	Энергосистема Тюменской области	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень № 1 и № 2
6.		ВЛ 220 кВ Тюмень – Тавда
7.		ВЛ 110 кВ Велижаны – Увал с отпайкой на ПС Чугунаево
8.		ВЛ 110 кВ МДФ – Тавда с отпайками
9.		ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда № 2 с отпайками
10.		ВЛ 110 кВ Молчаново – Устье с отпайками
11.		ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак
12.		ВЛ 110 кВ Перевалово – Верховино
13.		ВЛ 110 кВ Картопля – Атымья № 1 и № 2 с отпайками
14.		Энергосистема Челябинской области
15.	ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол	
16.	ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Мраморная	
17.	ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская	
18.	ВЛ 110 кВ Нижняя-т – 19 км	
19.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит I цепь с отпайкой на ПС Ново-Ивановская	
20.	ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит II цепь с отпайками	
21.	ВЛ 35 кВ Рыбниково – Ларино	
22.	Энергосистема Пермского края	ВЛ 500 кВ Тагил – Калино
23.		ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Емелино
24.		ВЛ 500 кВ Северная – БАЗ
25.		ВЛ 220 кВ Цемент – Качканар
26.		ВЛ 220 кВ Красноуфимская – Ирень
27.		ВЛ 220 кВ Ирень – Партизанская
28.		ВЛ 110 кВ Красноуфимская – Романовка I и II цепь
29.		ВЛ 110 кВ Качканар – Промысла с отпайками

1	2	3
30.		ВЛ 110 кВ Глухарь – Шамары
31.		ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень
32.		ВЛ 110 кВ Глухарь – Платоновская

Глава 6. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше, а также разработка рекомендаций по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности

Напряжение в электрической сети 110-220-500 кВ энергосистемы Свердловской области контролируется и регулируется в контрольных пунктах по напряжению в соответствии с «Графиками напряжения в контрольных пунктах операционной зоны Филиала АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ, разрабатываемыми на каждый месяц. Заданные уровни напряжений в контрольных пунктах выдерживаются путем отдачи субъектам электроэнергетики команд на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности, режима работы средств компенсации реактивной мощности, коэффициента трансформации автотрансформаторов и иное.

В целях регулирования напряжения в сети 110-220-500 кВ энергосистемы Свердловской области на энергообъектах установлены и используются следующие виды средств компенсации реактивной мощности: шунтирующие реакторы, синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов. Суммарная установленная мощность средств компенсации реактивной мощности на 1 марта 2019 года составила 1026,72 Мвар.

В 2018 году были выведены из эксплуатации БСК на ПС 500 кВ БАЗ мощностью 55,7 Мвар, БСК на ПС 220 кВ Качканар мощностью 51,1 Мвар и БСК на ПС 220 кВ Кошай мощностью 52 Мвар, СК1 на ПС 220 кВ Краснотурьинск мощностью 50 Мвар.

Перечень существующих средств компенсации реактивной мощности с номинальным напряжением 110 кВ и выше и их характеристики приведены в приложении № 3 к настоящему схеме и программе развития.

Анализ баланса реактивной мощности в электрической сети 110-220-500 кВ энергосистемы Свердловской области показывает, что существующих средств компенсации реактивной мощности и других устройств (оборудования), обеспечивающих регулирование напряжения, достаточно для поддержания напряжения в сети в допустимых пределах, разработка рекомендаций по вводу дополнительных источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности не требуется.

Глава 7. Динамика потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Свердловской области

Период с 2014 до начала 2017 года характеризуется снижением спроса на электрическую энергию и мощность в энергосистеме Свердловской области, что связано с экономической ситуацией в стране (в том числе с сохранением сниженных цен на нефть, внешними экономическими санкциями). В 2017 и 2018 годах наблюдается прирост потребления электрической энергии.

Рост потребления электрической энергии в энергосистеме Свердловской области в 2018 году по сравнению с 2017 годом составил 1,4%.

Динамика потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области за 2014–2018 годы представлена в таблице 4. Графики изменения потребления электрической энергии показаны на рисунках 5 и 6.

Таблица 4

Динамика потребления электрической энергии Свердловской области

Номер строки	Наименование показателя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1.	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	43 819,3	42 940,6	42 426,0	42 872,1	43 489,6
2.	Абсолютный прирост потребления электрической энергии (по отношению к предшествующему году), млн. кВт·ч	-951,0	-878,7	-514,6	446,1	617,5
3.	Темпы прироста потребления электрической энергии (по отношению к предшествующему году), процентов	-2,1	-2,0	-1,2	1,1	1,4

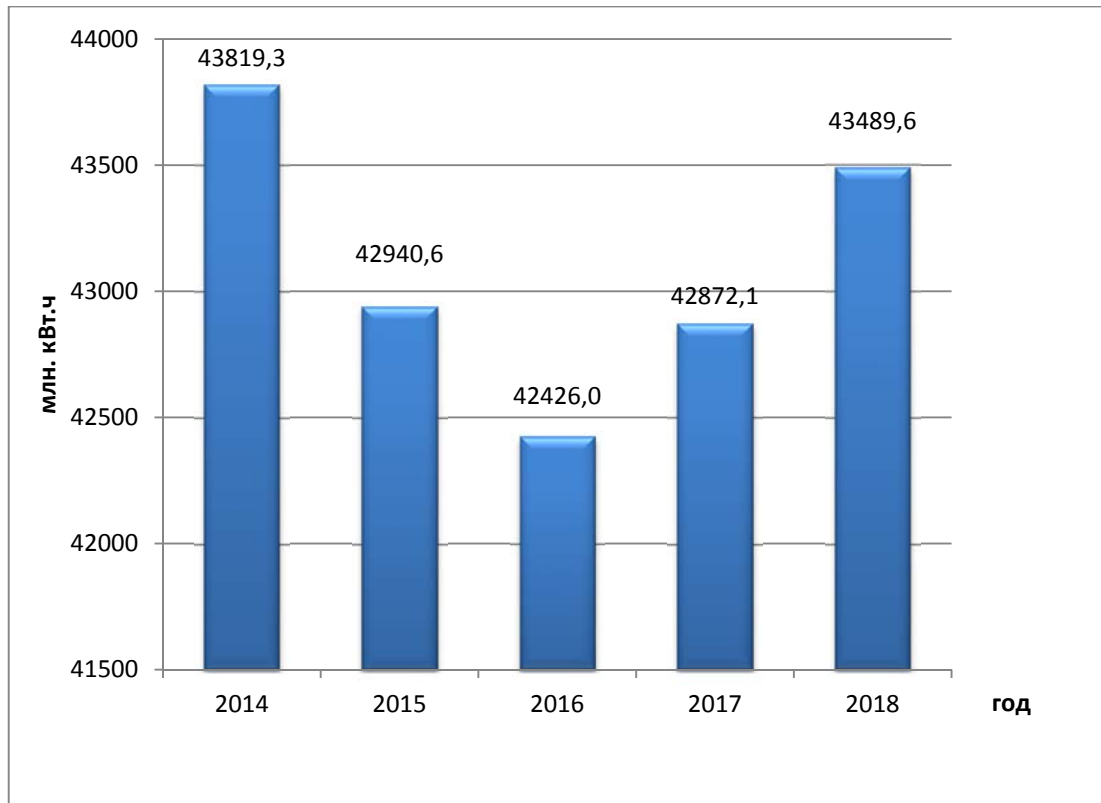


Рис. 5. Динамика потребления электрической энергии Свердловской области

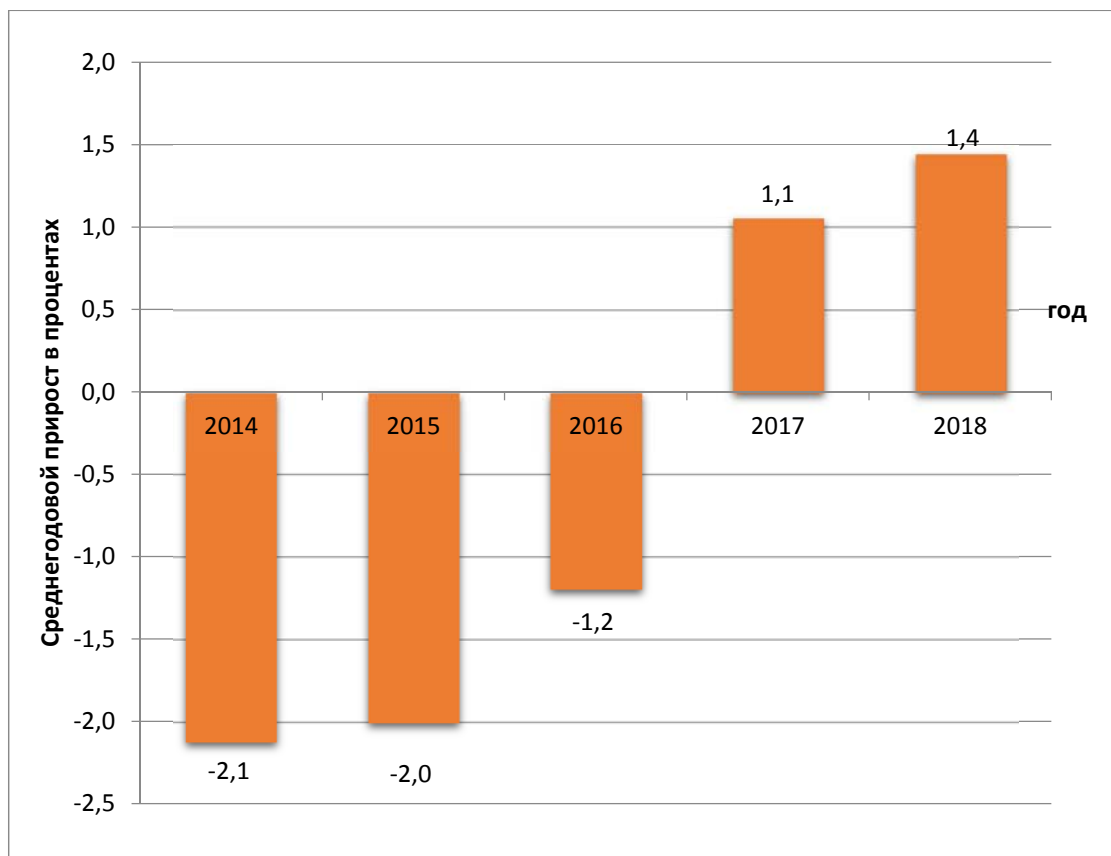


Рис. 6. Динамика потребления электрической энергии Свердловской области по отношению к предыдущему году

Период с 2014 до начала 2019 года характеризуется разнонаправленной динамикой изменения максимумов потребления мощности. Одним из определяющих факторов, который оказывает влияние на величину максимума потребления мощности энергосистемы, является температура наружного воздуха.

Годовые объемы потребления электрической энергии в большей степени определяют объективную динамику потребления электрической энергии и мощности, преимущественно обусловленную макроэкономическими факторами, поскольку на годовом интервале климатические факторы в основном нивелированы.

Неустойчивый характер изменения фактических максимумов потребления мощности (при незначительном изменении потребления электрической энергии) демонстрирует определяющее влияние температурного фактора на величину данного показателя

По сравнению с 2017 годом в 2018 году максимум потребления мощности снизился на 111 МВт, или на 1,72%.

Динамика изменения собственного максимума потребления мощности энергосистемы Свердловской области за 2014–2018 годы представлена в таблице 5. График изменения максимума потребления мощности показан на рисунке 7. График изменения максимума потребления мощности в процентах по отношению к предыдущему году приведен на рисунке 8.

Таблица 5

**Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы
Свердловской области**

Номер строки	Наименование показателя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1.	Собственный максимум потребления мощности, МВт	6629	6323	6620	6460	6349
2.	Абсолютный прирост потребления мощности (по отношению к предшествующему году), МВт	-104	-306	297	-160	-111
3.	Темпы прироста (по отношению к предшествующему году), процентов	-1,54	-4,62	4,70	-2,42	1,72

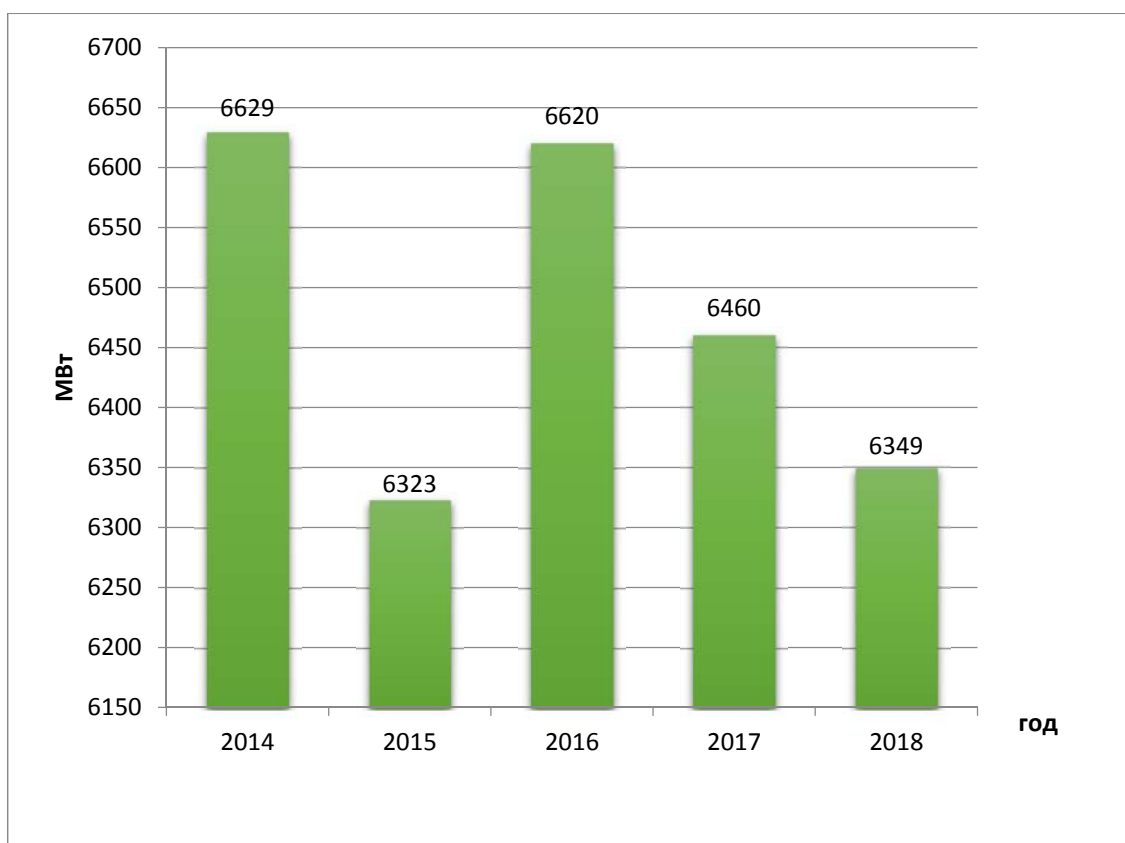


Рис. 7. Годовой максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области

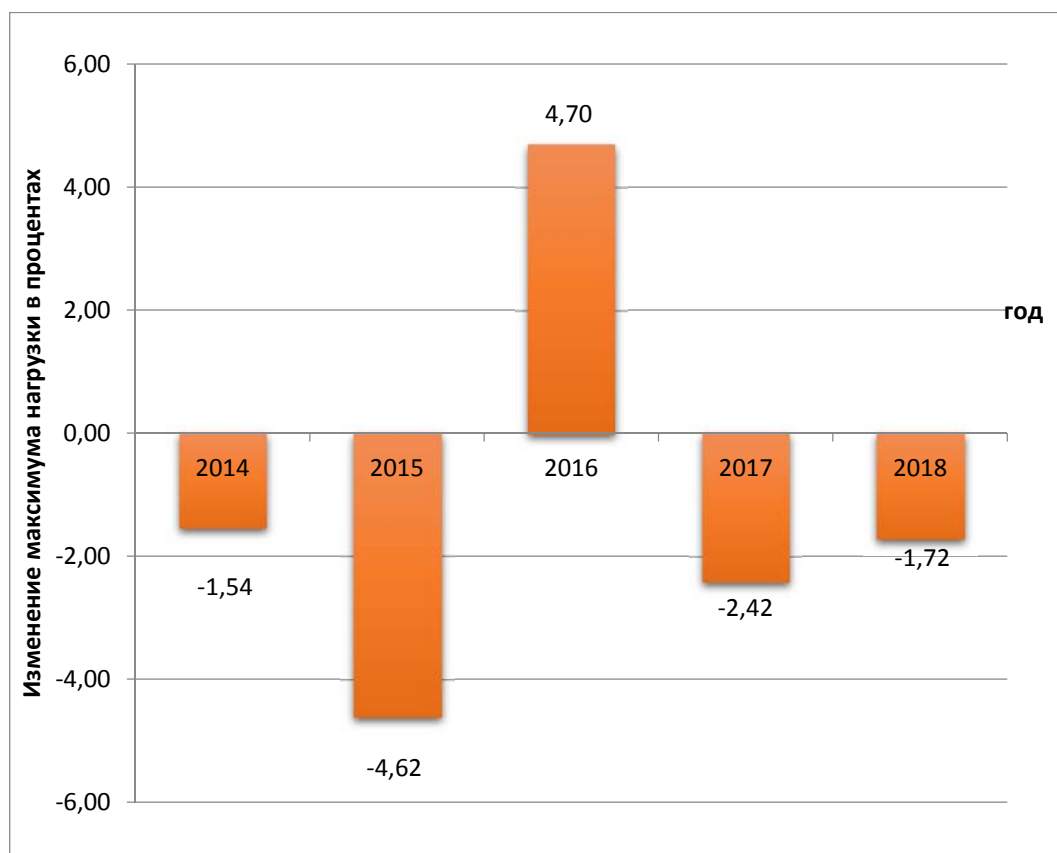


Рис. 8. График изменения максимумов потребления мощности по отношению к предыдущему году

Глава 8. Структура потребления электрической энергии Свердловской области. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

В структуре потребления электрической энергии Свердловской области преобладают промышленные потребители. Наибольшую долю в электропотреблении составляют: потребители черной и цветной металлургии – около 28%; население – около 11%; собственные нужды электростанций (энергетика) – около 8%; добывающая промышленность – около 5%.

Структура потребления электрической энергии показана на рисунке 9.

Перечень наиболее крупных потребителей электрической энергии в энергосистеме Свердловской области приведен в приложении № 4 к настоящим схеме и программе развития.

Перечень наиболее крупных перспективных потребителей электрической энергии в энергосистеме Свердловской области приведен в приложении № 5 к настоящим схеме и программе развития.

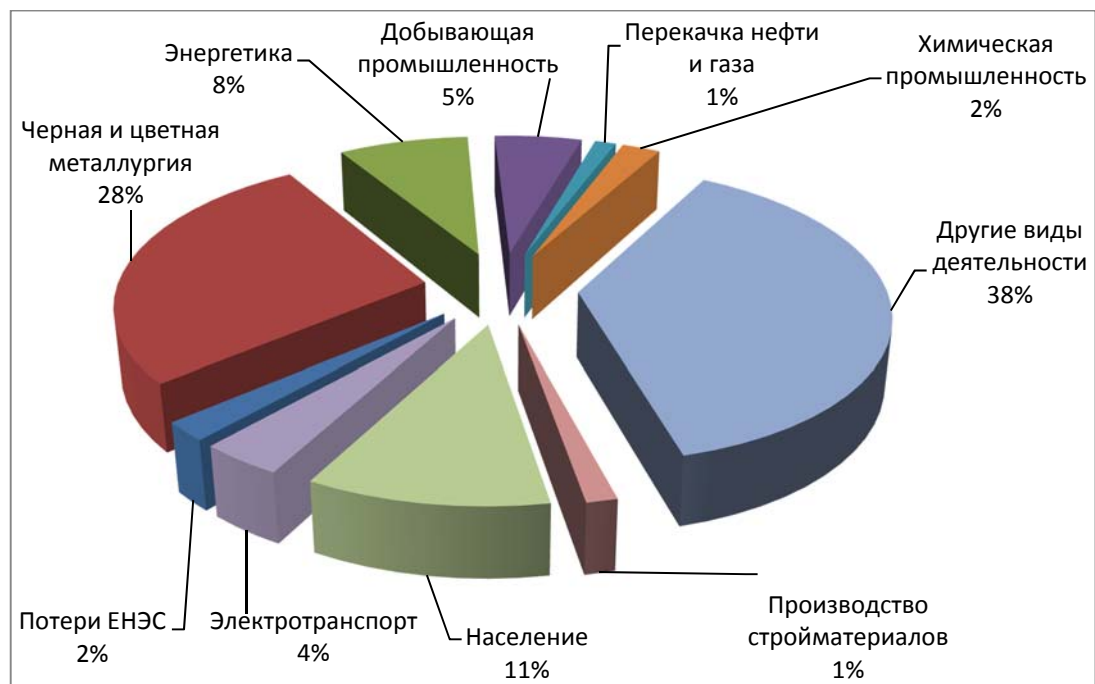


Рис. 9. Структура потребления электрической энергии Свердловской области

Глава 9. Структура выработки электрической энергии по типам электростанций и видам собственности

Производство электрической энергии в энергосистеме Свердловской области в 2018 году составило 54,80 млрд. кВт·ч, что выше уровня 2017 года на 0,02 млрд. кВт·ч.

Структура выработки электрической энергии по типам электростанций и видам собственности представлена в таблице 6 и на рисунке 10.

Структура выработки электрической энергии в 2014–2018 годах

Номер строки	Год	Производство электрической энергии, всего (млн. кВт·ч)	В том числе					
			АЭС		ТЭС		ГЭС	
			млн. кВт·ч	доля (процентов)	млн. кВт·ч	доля (процентов)	млн. кВт·ч	доля (процентов)
1.	2014	46 263,9	4523,6	9,78	41 720,8	90,18	19,5	0,04
2.	2015	46 884,6	4577,8	9,76	42 276,1	90,17	30,7	0,07
3.	2016	51 403,2	8399,8	16,34	42 984,2	83,62	19,2	0,04
4.	2017	54 779,9	10 201,9	18,62	44 551,8	81,33	26,2	0,05
5.	2018	54 800,6	8838,2	16,13	45 942,5	83,83	19,8	0,04

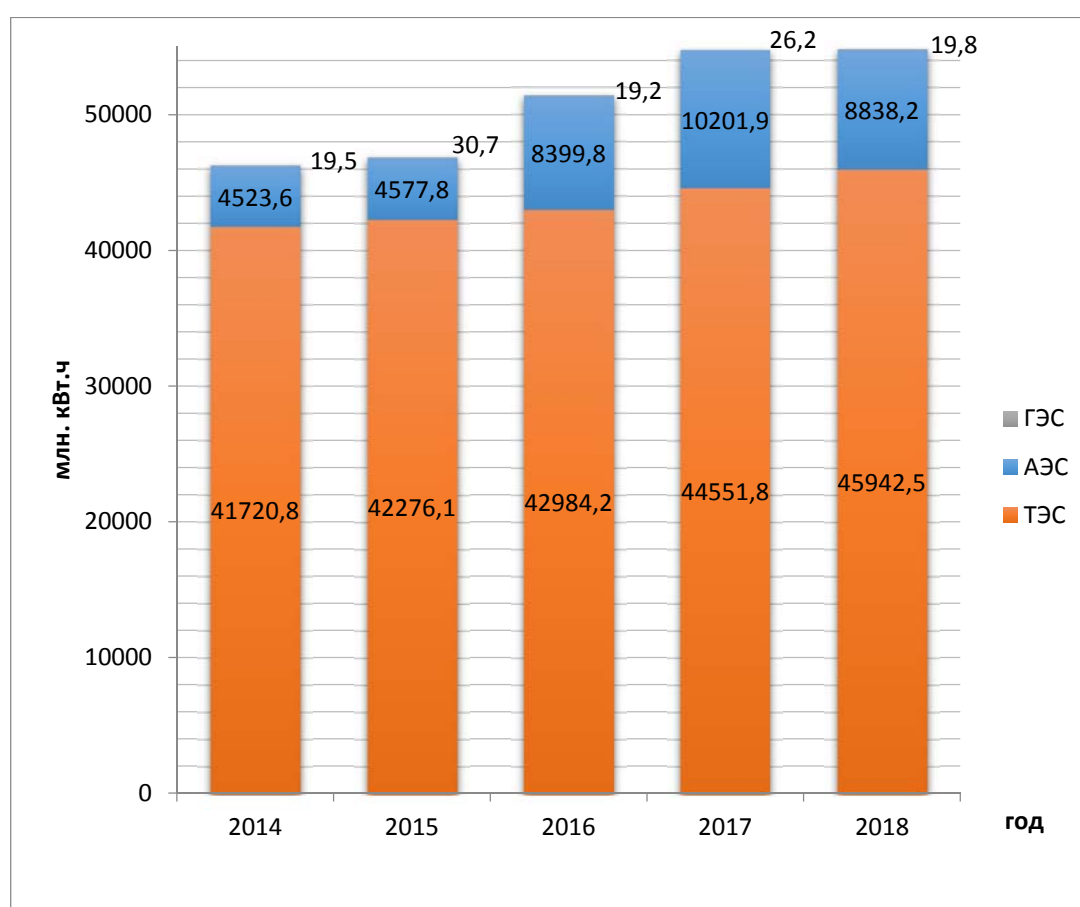


Рис. 10. Структура выработки электрической энергии в 2014–2018 годах

Глава 10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности в энергосистеме Свердловской области за 2014–2018 годы

В период с 2014 по 2018 годы энергосистема Свердловской области была избыточной как по мощности, так и по электрической энергии. Характеристики балансов электрической энергии и мощности за 2014–2018 годы приведены в таблицах 7 и 8 соответственно.

Баланс электрической энергии энергосистемы Свердловской области

Номер строки	Наименование показателя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1.	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	43 819,3	42 940,6	42 426,0	42 872,1	43 489,6
2.	Производство, млн. кВт·ч	46 263,9	46 884,6	51 403,2	54 779,9	54 800,6
3.	Избыток (-)/дефицит (+), млн. кВт·ч	-2444,6	-3944,0	-8977,2	-11 907,8	-11 311,0

Таблица 8

Баланс мощности энергосистемы Свердловской области

Номер строки	Наименование показателя	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1.	Собственный максимум потребления мощности, МВт	6629	6323	6620	6460	6349
2.	Генерация, МВт	6862	6387	8406	7714	7932
3.	Избыток (-)/дефицит (+), МВт	-233	-64	-1786	-1254	-1583

Сальдо перетоков электрической энергии и мощности энергосистемы Свердловской области за 2014–2018 годы приведены на рисунках 11 и 12.

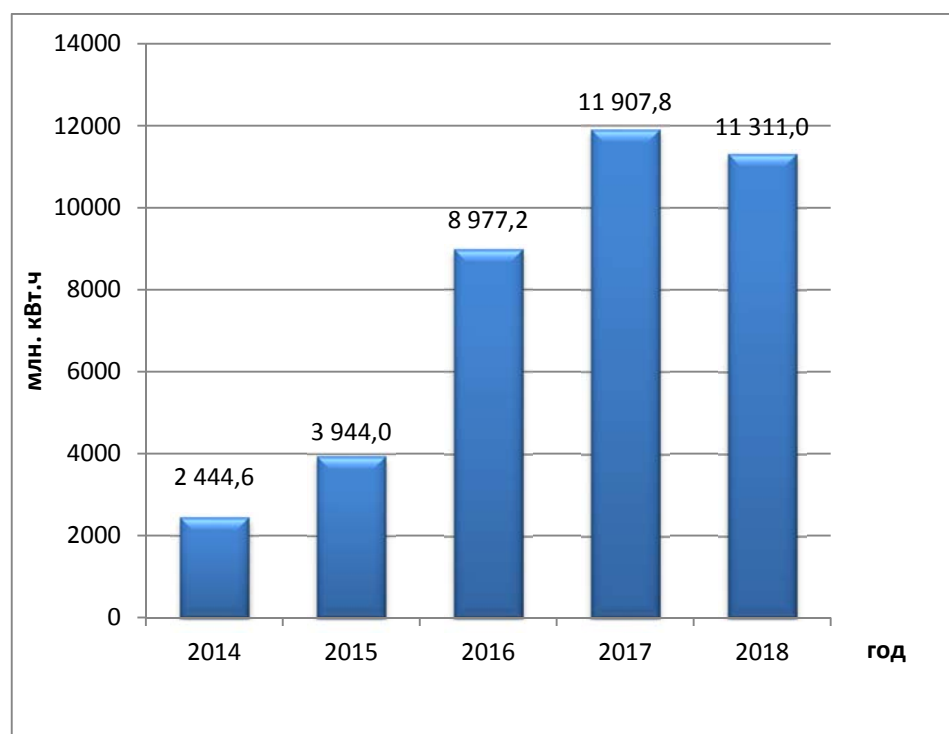


Рис. 11. Избыток сальдо перетоков электрической энергии за 2014–2018 годы

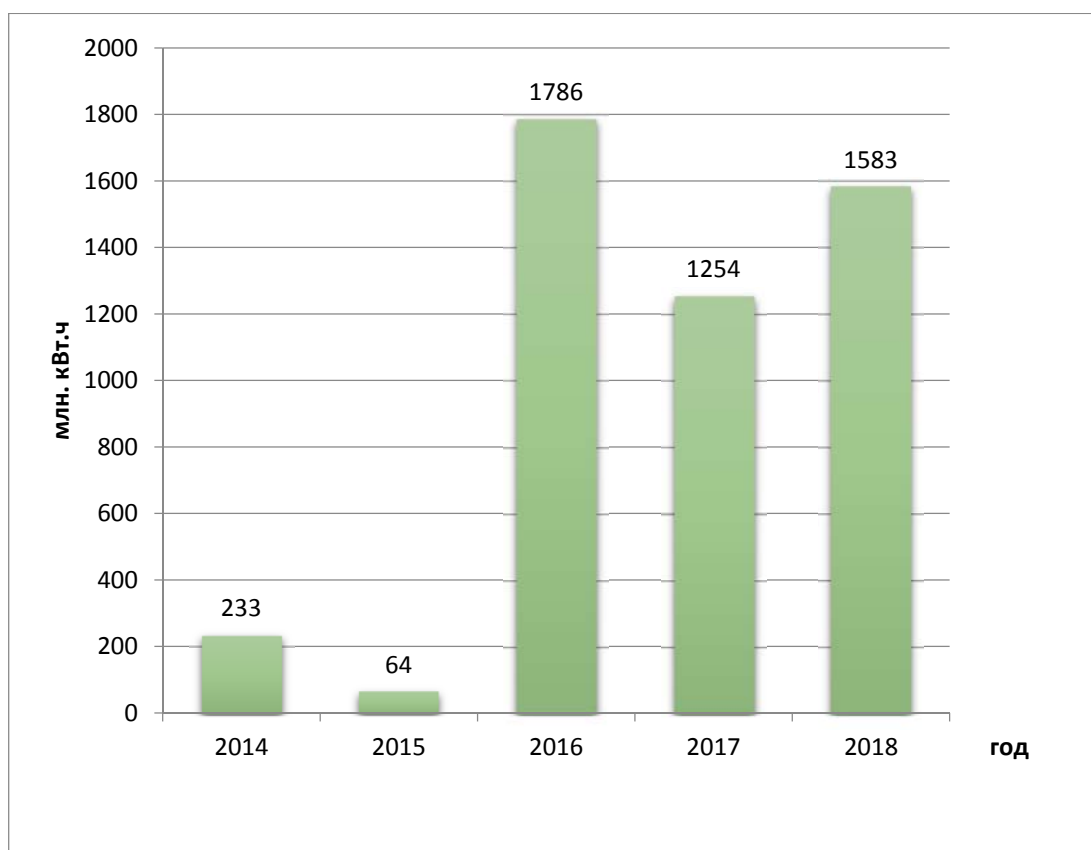


Рис. 12. Избыток сальдо перетоков на час максимума потребления мощности энергосистемы Свердловской области за 2014–2018 годы

Глава 11. Установленная тепловая мощность электростанций

Информация об установленной тепловой мощности, основном и резервном топливе электростанций, находящихся на территории Свердловской области, представлена в таблице 9.

Таблица 9

Установленная тепловая мощность энергообъектов, находящихся на территории Свердловской области, по состоянию на 1 марта 2019 года

Но- мер стро- ки	Наименование энергообъекта	Тепловая мощность (Гкал/ч)	Основное топливо	Резервное топливо
1	2	3	4	5
1.	АО «Концерн Росэнергоатом»	294		
2.	Белоярская АЭС	294	ядерное	–
3.	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	240		
4.	Верхнетагильская ГРЭС	240	природный газ	природный газ, мазут
5.	ПАО «ОГК-2»	0		
6.	Серовская ГРЭС	0	природный газ	природный газ

1	2	3	4	5
7.	ПАО «Энел Россия»	1362		
8.	Рефтинская ГРЭС	350	уголь	уголь
9.	Среднеуральская ГРЭС	1012	природный газ	мазут
10.	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	4229		
11.	Ново-Свердловская ТЭЦ	857	природный газ	мазут
12.	Нижнетуринская ГРЭС	252	природный газ	природный газ
13.	Свердловская ТЭЦ	148	природный газ	мазут
14.	Академическая ТЭЦ	127,5	природный газ	
15.	Первоуральская ТЭЦ	190	природный газ	мазут
16.	Верхотурская ГЭС	0	вода	–
17.	ТЭЦ Уральского турбомоторного завода	117	природный газ	мазут
18.	ТЭЦ-19	82	природный газ	мазут
19.	Филиал АО «РУСАЛ Урал» в Красноуральске	784		
20.	Богословская ТЭЦ	784	уголь	природный газ
21.	Филиал АО «РУСАЛ Урал» в Каменско-Уральском	704		
22.	Красногорская ТЭЦ	704	уголь	природный газ
23.	АО «ГТ Энерго»	120		
24.	Режевская ГТ ТЭЦ	40	природный газ	нет данных
25.	Екатеринбургская ГТ ТЭЦ	80	природный газ	нет данных
26.	Ревдинская ГТ ТЭЦ	0	природный газ	нет данных
27.	АО «Синарская ТЭЦ»	нет данных	природный газ	нет данных
28.	ТЭЦ Синарского трубного завода	нет данных	природный газ	нет данных
29.	АО «Штарк Энерджи Екатеринбург»	26,3		
30.	Мини-ТЭЦ ОАО «СУМЗ»	26,3	природный газ	нет данных
31.	АО «Объединенная теплоэнергетическая компания»	188,2		
32.	ТЭЦ в г. Новоуральске	188,2	природный газ	нет данных
33.	ЗАО МК «Уралметпром», ООО «ТГ-1», ООО «ТГ-2»	259		
34.	ТЭЦ ВИЗа	259	природный газ	мазут
35.	ПАО «Уральский завод резиновых технических изделий»	9,52		
36.	ТЭЦ РТИ	9,52	нет данных	нет данных
37.	ОАО «Богдановичская генерирующая компания»	12,4		
38.	Богдановичская ТЭЦ	12,4	нет данных	нет данных
39.	АО «ЕВРАЗ КГОК»	156		
40.	Качканарская ТЭЦ	156	природный газ	мазут
41.	АО «ЕВРАЗ НТМК»	174,6		
42.	ТЭЦ НТМК	174,6	природный газ	доменный коксовый газ
43.	АО «НПК «Уралвагонзавод» им. Ф.Э. Дзержинского»	413		
44.	ТЭЦ УВЗ	413	природный газ	мазут

1	2	3	4	5
45.	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	нет данных		
46.	ГТЭС-4 АРП Сысерть	нет данных	природный газ	нет данных
47.	ГТЭС АРП Арамиль	нет данных	природный газ	нет данных
48.	АО «Невьянский цементник»	11,61		
49.	Невьянская ТЭС	11,61	природный газ	нет данных
50.	ПАО «Надеждинский металлургический завод»	48		
51.	ЦЭС «Металлургический завод им. А.К. Серова»	48	нет данных	нет данных

Глава 12. Структура топливного баланса электростанций и котельных

Достигнутый уровень производства электроэнергии на электростанциях Свердловской области – 54,8 млрд. кВт·ч (в том числе 8,8 млрд. кВт·ч на АЭС). Кроме того, на электростанциях вырабатывается более 54% тепловой энергии, производимой в Свердловской области.

Структура органического топлива, используемого при выработке электроэнергии тепловыми электростанциями Свердловской области, составляет: газ – 56%, уголь – 43%, мазут – 1%.

Структура топлива, используемого в целях производства тепла тепловыми электростанциями Свердловской области, составляет: газ – 83%, уголь – 12%, продукты переработки нефти – 2%, прочее – 3%.

Общая структура топливного баланса электростанций Свердловской области с учетом топливного коэффициента АЭС составляет: газ – 45,2%, уголь – 36,4%, ядерное топливо – 16,1%, прочее – 2,3%.

Основной угольной базой для электростанций Свердловской области является Экибастузский бассейн (Республика Казахстан, Павлодарская область). Природный газ поступает из Западной Сибири. Структура топливного баланса электроэнергетического комплекса Свердловской области представлена на рисунке 13.

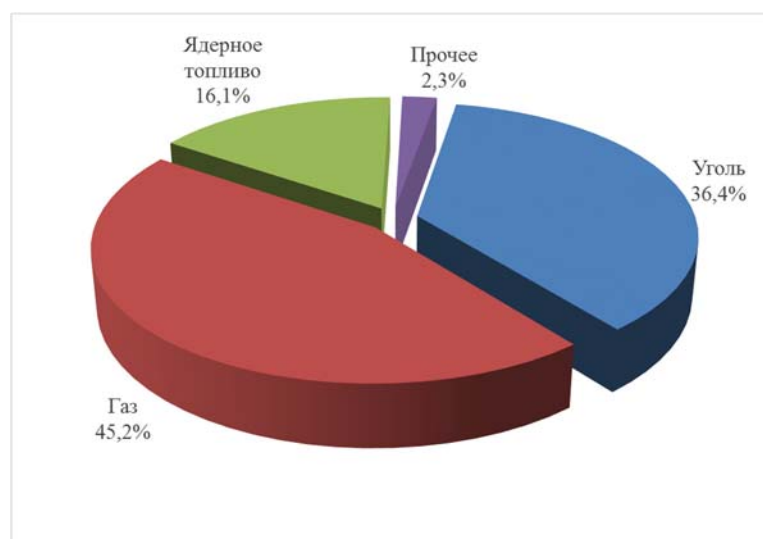


Рис. 13. Структура топливного баланса электроэнергетического комплекса Свердловской области

Наличие в Свердловской области крупнейшей угольной электростанции в стране – Рефтинской ГРЭС – обусловило долю угля в топливном балансе области гораздо более высокую, чем по стране в целом. Обеспечивая диверсифицированность топливной базы, Рефтинская ГРЭС тем не менее является в настоящее время крупнейшим в регионе загрязнителем, который наряду с выбросами оксидов углерода, азота и серы в атмосферу образует ежегодно около 4 млн. тонн твердых остатков в виде золы.

Глава 13. Динамика потребления тепловой энергии в регионе и структура отпуска теплоэнергии от электростанций и котельных Свердловской области

Достигнутый уровень производства составляет 62,8 млн. Гкал/год, из них 54% покрывается от электростанций ОГК и ТГК, то есть с использованием когенерации. Кроме того, в покрытии тепловых нагрузок участвуют котельные и станции промышленных предприятий.

Необходимо отметить, что в Свердловской области наблюдается рост числа котельных, в том числе крышных, в зонах действия централизованного теплоснабжения, в связи с чем снижается доля комбинированной выработки тепла от электростанций, ухудшаются их технико-экономические показатели, увеличивается тарифная нагрузка на оставшихся потребителей, в том числе бюджетных потребителей и населения, ухудшается экологическая обстановка в городах. Кроме этого, для крышных котельных невозможно создать запас резервного топлива из-за требований безопасности при хранении топлива.

Структура отпуска тепловой энергии

- 1) Екатеринбургская промышленно-жилая агломерация (города Екатеринбург, Верхняя Пышма, Березовский, Среднеуральск):
 - от электростанций ОГК и ТГК – 42,7%;
 - от СПП – 12,6%;
 - от котельных – 44,7%;
- 2) г. Каменск-Уральский:
 - от Красногорской ТЭЦ – 49,4%;
 - от СПП – 23,8%;
 - от котельных – 26,8%;
- 3) г. Первоуральск:
 - от Первоуральской ТЭЦ – 42,5%;
 - от котельных – 57,5%;
- 4) г. Краснотурьинск:
 - от Богословской ТЭЦ – 94,5%;
 - от котельных – 5,5%;
- 5) г. Серов:
 - от СПП – 26%;
 - от котельных – 74%;

б) г. Нижний Тагил:
от ТЭЦ НТМК – 39%;
от ТЭЦ УВЗ – 45,5%;
от котельных – 15,5%.

Глава 14. Перечень основных потребителей тепловой энергии

К основным потребителям тепловой энергии относятся промышленный комплекс и население Свердловской области в виде отопительно-вентиляционной нагрузки, нагрузки горячего водоснабжения и технологической нагрузки промышленных предприятий.

Наиболее крупными промышленными потребителями тепловой энергии являются АО «ЕВРАЗ Нижнетагильский металлургический комбинат», ООО «ВИЗ-Сталь», ПАО «Надеждинский металлургический завод», АО «ЕВРАЗ Качканарский горно-обогадительный комбинат», АО «Первоуральский новотрубный завод», ПАО «Уралмашзавод», филиал АО «РУСАЛ Урал» в Краснотурьинске «ОК РУСАЛ БАЗ» и филиал АО «РУСАЛ Урал» в Каменске-Уральском «ОК РУСАЛ УАЗ».

Глава 15. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области

В настоящей главе приведены результаты анализа выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, отмечены предложения по строительству (выводу из эксплуатации, реконструкции, техническому перевооружению) источников тепловой энергии. В целях более подробного описания проблематики в существующей системе теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, ниже представлены результаты анализа существующего состояния и перспектив развития систем теплоснабжения по некоторым из крупных населенных пунктов Свердловской области. Перечень выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, приведен в приложении № 6 к настоящей схеме и программе развития.

Основными критериями при разработке перспективных вариантов развития схемы теплоснабжения являются надежность теплоснабжения, качество теплоснабжения, минимизация капитальных затрат.

При разработке схем теплоснабжения должны рассматриваться все возможные варианты повышения их эффективности, в том числе:

- 1) оптимизация сложившихся зон теплоснабжения в целях минимизации программы мероприятий по новому строительству (изменение режимов работы тепловых сетей и источников);
- 2) закрытие низкоэффективных котельных;
- 3) возможность работы низкоэффективных котельных в «пиковом» режиме;

- 4) внедрение энергосберегающих мероприятий;
- 5) перевод потребителей с открытой схемы подключения на закрытую.

Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» предполагает повсеместный переход теплоснабжения на закрытую схему при проектировании новых тепловых сетей и реконструкции существующих. Реализация перехода на закрытую схему – задача муниципалитетов.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» в рамках схемы теплоснабжения должны быть обоснованы следующие предложения:

1) реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов);

2) строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;

3) строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения;

4) строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения;

5) строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в «пиковый» режим работы или ликвидации котельных;

6) строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;

7) реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

8) реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

9) строительство и реконструкция насосных станций.

Глава 16. Описание системы теплоснабжения города Екатеринбурга

Система теплоснабжения г. Екатеринбурга является крупнейшей в Свердловской области. Численность населения г. Екатеринбурга на 1 января 2019 года составляет 1516,6 тыс. человек, площадь территории – 1143 кв. км.

В г. Екатеринбурге преобладает централизованное теплоснабжение от ТЭЦ, крупных муниципальных районных и промышленных котельных, в организации которого участвуют 43 предприятия. Всего на территории города работают более 100 теплоисточников.

Базовыми источниками теплоснабжения являются источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии:

Ново-Свердловская ТЭЦ, Свердловская ТЭЦ (ПАО «Т Плюс»);
 Среднеуральская ГРЭС (ПАО «Энел Россия»);
 ТЭЦ ВИЗа (ЗАО МК «Уралметпром»);
 ТЭЦ-19, ТЭЦ Уральского турбомоторного завода;
 ТЭЦ ЭПК УрФУ.

От ТЭЦ и ГРЭС обеспечивается около 65% суммарной нагрузки потребителей города, от крупных котельных теплопроизводительностью более 100 Гкал/ч – 21%.

Энергоисточниками объединенной системы централизованного теплоснабжения обеспечивается около 69% суммарной нагрузки потребителей города.

В г. Екатеринбурге центральным отоплением оборудовано около 23 млн. кв. м жилой площади (96% жилого фонда г. Екатеринбурга), горячим водоснабжением – около 21,5 млн. кв. м жилой площади (90% жилого фонда г. Екатеринбурга). Производительность водоподготовок для обеспечения горячего водоснабжения потребителей по схеме «открытого» водоразбора и восполнения утечек в сетях и потребительских системах составляет около 13 000 куб. м/ч, в том числе в системе централизованного теплоснабжения 10 950 куб. м/ч.

Суммарная установленная мощность теплоисточников г. Екатеринбурга составляет 8768,16 Гкал/ч, располагаемая мощность – 7997,72 Гкал/ч, подключенная мощность – 6115,19 Гкал/ч.

Суммарная нагрузка потребителей в зоне централизованного теплоснабжения филиала «Свердловский» ПАО «Т Плюс» составляет 4500 Гкал/час.

Характеристика зон теплоснабжения г. Екатеринбурга представлена в таблице 10 и на рисунке 14.

Таблица 10

Характеристика зон теплоснабжения г. Екатеринбурга

Но- мер стро- ки	Зона теплоснаб- жения	Теплоисточник	Установ- ленная мощность (Гкал/ч)	Распола- гаемая мощность (Гкал/ч)	Подклю- ченная нагрузка (Гкал/ч)	Дефицит или резерв тепловой мощности (Гкал/ч)
1	2	3	4	5	6	7
1.	Зона филиала «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	Свердловская ТЭЦ	1336	1336	1211,41	+237,18
2.		Ново-Свердловская ТЭЦ	857	857	988,37	-52,63
3.		Кировская котельная	300	70		
4.		Гурзуфская котельная	400	400	318,85	+72,15
5.		Среднеуральская ГРЭС (ПАО «Энел Россия»)	1327	1327	958,7	+339,88
6.		ТЭЦ Уральского турбомоторного завода	321	321	171,11	+73,35

1	2	3	4	5	6	7
7.		ТЭЦ ВИЗа (ОАО МК «Уралмет- пром»)	509	509	590,84	+6,66
8.		котельная «Академэнерго»	184	167	253,02	-49,01
9.		Академическая ТЭЦ	391	391	188,7	+147,41
10.	Итого по зоне филиала «Свердловский» ПАО «Т Плюс»		5625	5378	4542	+775
11.	Зона «Вторчермет»	ТЭЦ-19 (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	212	212	156,67	+58,25
		ТЭЦ РТИ	350	176,6	174,86	+35,29
12.	Итого по зоне «Вторчермет»		562	388,6	331,53	+93,54
13.	Зона ООО «Химмаш Энерго»	котельная ООО «Химмаш Энерго»	360	280	227	+59,62
14.	Итого по зоне ООО «Химмаш Энерго»		360	280	227	+59,62
15.	Зона «Сортировоч- ный» и иные локальные зоны	котельная УрФУ	160	152	74,77	+61,82
		котельная ОАО НПП «Старт»	91,2	73,8	76,87	+7,6
		другие источники	1969,96	1725,32	863,02	+859,82
16.	Итого по зоне «Сортировочный» и иным локальным зонам		2221,16	1951,12	1014,66	+929,24
17.	Итого		8768,16	7997,72	6115,19	+1857,4

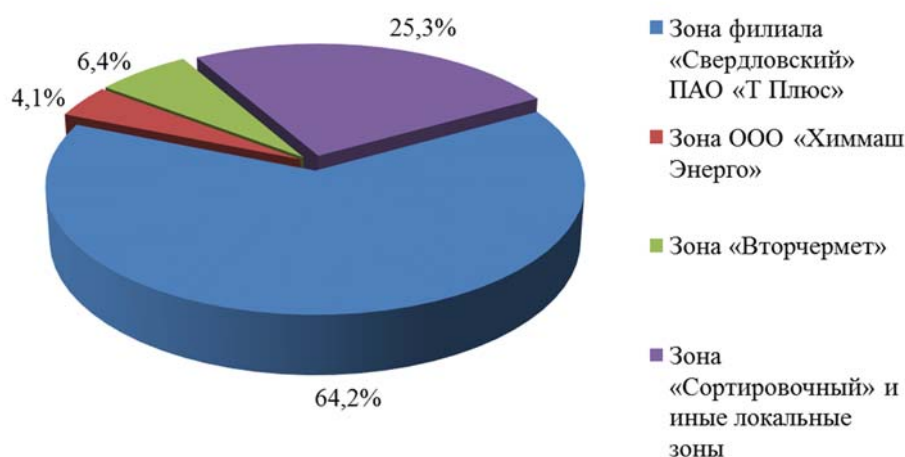


Рис. 14. Характеристика зон теплоснабжения по подключенной нагрузке от общего количества

Объем, структура и динамика рынка тепловой энергии г. Екатеринбурга

Отпуск тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения составил более 10,9 млн. Гкал, потери тепловой энергии в сети – 3,1 млн. Гкал (таблица 11).

Структура отпуска тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения

Номер строки	Наименование показателя	Единица измерения	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов в том числе:	тыс. Гкал	10 889	10 389	10 957	10 322	10 981
2.	Ново-Свердловская ТЭЦ	тыс. Гкал	3106	2963	3189	3117	3270
3.	Свердловская ТЭЦ	тыс. Гкал	2388	2588	2679	2567	2713
4.	Гурзуфская, Кировская котельные	тыс. Гкал	814	860	898	860	968
5.	ТЭЦ Уральского турбомоторного завода	тыс. Гкал		108	280	278	434
6.	Среднеуральская ГРЭС	тыс. Гкал	3441	3006	2983	2639	2472
7.	ОАО МК «Уралметпром»	тыс. Гкал	585	457	556	495	712
8.	МУП «Екатеринбургэнерго»	тыс. Гкал	280	140	0	0	
9.	ЗАО «Теплосетевая Компания»	тыс. Гкал	274	267	0	0	
10.	Академическая ТЭЦ	тыс. Гкал	0	0	372	366	411
11.	Производственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	50	7	7	7	7
12.	Потери	тыс. Гкал	2423	2498	2907	2600	3115
13.	Потери	процентов	23	24	27	26	28
14.	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	8416	7884	8043	7715	7859

Характеристика действующих магистральных и распределительных тепловых сетей

Объединенная система централизованного теплоснабжения включает в себя 8 теплоисточников, работающих на общую сеть. Суммарная протяженность тепловых сетей АО «Екатеринбургская теплосетевая компания» в объединенной системе централизованного теплоснабжения в однотрубном исчислении составила 2130 км, в том числе магистральных сетей – 414 км, разводящих и квартальных – 1716 км.

В работе системы участвуют 13 насосных станций, 3 из которых – смесительные и 12 насосно-перекачивающие станции.

На источниках теплоснабжения и насосных станциях установлено 23 бака общим объемом 105 тыс. куб. м.

В локальных зонах установлено 36 баков-аккумуляторов с суммарным объемом порядка 6 тыс. куб. м.

На сетях МУП «Екатеринбургэнерго» установлены тепловые камеры и павильоны в количестве 151 штуки.

Материальная характеристика тепловых сетей, срок службы которых превышает нормативный (25 лет), составляет около 23% от суммарной

материальной характеристики тепловых сетей объединенной системы централизованного теплоснабжения.

Прогноз тепловой нагрузки г. Екатеринбурга

Прирост тепловых нагрузок к 2030 году в границах г. Екатеринбурга в зоне действия источников тепловой энергии с учетом требований к энергетической эффективности зданий, строений и сооружений по прогнозам составит 869,9 Гкал/ч, из них:

581,4 Гкал/ч в период 2018–2025 годов;

288,5 Гкал/ч в период 2026–2030 годов.

С учетом городов-спутников прирост составит 1025,9 Гкал/ч, из них:

714,8 Гкал/ч в период 2018–2025 годов;

311,1 Гкал/ч в период 2026–2030 годов.

Наибольший прирост теплотребления ожидается в районах (микрорайонах) Орджоникидзеvский, ВИЗ-Правобережный и юг Центра, в том числе в микрорайоне «Академический» и в районе УрФУ. Намечается также развитие г. Екатеринбурга в северо-восточной части (Уралмаш, Эльмаш) и г. Верхняя Пышма.

В целях обеспечения ожидаемого роста теплотребления жилого фонда в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» актуализирована схема теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург» до 2030 года, утвержденная приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 26.10.2018 № 933 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург» до 2030 года».

Определение величины перспективной тепловой нагрузки в разрезе крупных потребителей

Г. Екатеринбург характеризуется высокой долей коммунального потребления. Перспективное развитие в г. Екатеринбурге в основном связано с интенсивным жилищным строительством в зоне городской застройки, а также освоением новых крупных планировочных районов.

В общем виде концепция развития города отражена в Генеральном плане развития городского округа – муниципального образования «город Екатеринбург» на период до 2025 года, утвержденном решением Екатеринбургской городской Думы от 06.07.2004 № 60/1 «Об утверждении Генерального плана развития городского округа – муниципального образования «город Екатеринбург» на период до 2025 года», основные положения которого предусматривают отток производственных функций из Центрального планировочного района, разуплотнение промышленного пояса срединного кольца и развитие производственных территорий в третьем поясе.

При прогнозе перспективной нагрузки необходимо учитывать следующие обстоятельства:

1) дальнейшее снижение собственного теплотребления существующими потребителями. Большая часть потребителей уже имеет общедомовые приборы учета, количество квартирных водосчетчиков также будет увеличиваться. Повышение стоимости топлива и соответствующий рост тарифов стимулируют потребителей к экономии. Администрацией г. Екатеринбурга и Правительством Свердловской области разработаны и реализуются программы энергосбережения;

2) новые здания оборудуются индивидуальными источниками тепла, в основном газовыми котлами, соответственно, новые потребители в систему централизованного теплоснабжения не подключаются, что снижает энергоэффективность всей системы;

3) вновь вводимые здания имеют гораздо меньшее теплотребление.

С учетом этих обстоятельств возникновение локальных дефицитов и ограничений по пропускной способности сетей можно сократить ускорением процессов энергосбережения в районах ожидаемого дефицита.

Текущий и перспективный баланс тепловой энергии, включая оценку ограничений по выдаче тепловой мощности

По состоянию на 1 марта 2019 года:

суммарная величина тепловой нагрузки подключенных потребителей к СЦТ г. Екатеринбурга составила 4542 Гкал/ч;

установленная мощность источников в СЦТ – 5625 Гкал/ч;

располагаемая мощность в СЦТ – 5378 Гкал/ч.

В целом СЦТ г. Екатеринбурга не является дефицитной, однако существует ряд ограничений по покрытию тепловых нагрузок СЦТ, связанных с пропускной способностью тепловых сетей и дефицитом тепловой мощности отдельных источников.

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург»

Основной из задач при рассмотрении вопроса развития системы теплоснабжения является обеспечение постепенного перехода на закрытую схему теплоснабжения в увязке с режимами работы всей системы. Переход на закрытую схему присоединения потребителей ГВС существенно влияет на расход теплоносителя в обратной линии.

Филиалом «Свердловский» ПАО «Т Плюс» определен график перевода потребителей на закрытую схему ГВС (таблица 12), определена оптимальная очередность перевода, основанная на следующих факторах:

1) возможность тиражирования проектных решений для типовых объектов в г. Екатеринбурге;

2) количество управляющих эксплуатацией жилого фонда компаний;

3) концентрация расположения зон вблизи источников тепла;

4) существующая инфраструктура (в жилых районах первых этапов

проектировалась закрытая схема горячего водоснабжения; тепловые пункты спроектированы, а оборудование смонтировано для использования по закрытой схеме ГВС).

Таблица 12

График перевода потребителей на закрытую схему ГВС

Номер строки	Период	Наименование зоны перевода на закрытую схему ГВС	Сроки выполнения
1.	I этап	присоединение к существующей закрытой зоне мкр. «Академический» зоны ЦСТ (мкр. «Ботанический», «Юго-Западный») и зоны ТЭЦ-19 в летний период от Академической ТЭЦ	2019–2020 годы
2.	II этап	районы с существующей летней циркуляцией теплоносителя в зонах теплоснабжения Свердловской ТЭЦ и Ново-Свердловской ТЭЦ; районы с проектной закрытой схемой ГВС	2019–2020 годы
3.	III этап	расширение зоны Ново-Свердловской ТЭЦ в мкр. «Пионерский»; закрытие зоны ТЭЦ Фронтových бригад, 18 (ТЭЦ Уральского турбомоторного завода)	2020–2021 годы
4.	IV этап	закрытие ГВС в Центральной части города с расширением зон циркуляции Ново-Свердловской ТЭЦ и Свердловской ТЭЦ	2020–2021 годы
5.	V этап	закрытие зоны теплоснабжения Среднеуральской ГРЭС	2020–2021 годы
6.	VI этап	район «Орджоникидзевский»; г. Верхняя Пышма	2020–2021 годы

Этапы перевода зон теплоснабжения представлены на принципиальной схеме на рисунке 15.

Принципиальные решения по зонированию системы теплоснабжения г. Екатеринбурга на период до 2025 года относительно существующего положения представлены в таблице 13.

Принципиальные решения по зонированию системы теплоснабжения на период
до 2030 года

Номер строки	Принципиальные решения по зонам действия источников	Подключаемая зона
1	2	3
1.	2018 год	
2.	Переключение тепловой нагрузки с котельной Новинская, 2 (вывод 1, 2) на ТЭЦ-19 ПАО «Т Плюс»	мкр. «Вторчермет»
3.	Переключение тепловой нагрузки с котельной Новинская, 2 (вывод 3) на котельную по ул. Бисертская, 132 ПАО «Т Плюс»	мкр. «Елизавет»
4.	2019–2022 годы	
5.	Определение выделенных зон действия (с учетом технологической возможности подпитки в эксплуатационном и аварийном режимах Свердловской ТЭЦ, Ново-Свердловской ТЭЦ, Среднеуральской ГРЭС): Гурзуфской котельной, ТЭЦ Фронтových бригад 18, ТЭЦ УМП, Академической ТЭЦ, Ново-Свердловской ТЭЦ, Свердловской ТЭЦ, Среднеуральской ГРЭС	
6.	2020 год	
7.	Переключение тепловой нагрузки с котельной Коуровская, 22 на Свердловскую ТЭЦ	мкр. «Сортировочный»
8.	Переключение тепловой нагрузки с котельной Первомайская, 71б на Ново-Свердловскую ТЭЦ	ПР «Центральный»
9.	Переключение тепловой нагрузки с котельной ЭЧ-12 дирекции по тепловодоснабжению ОАО «РЖД» по ул. Куйбышева, 173 на Ново-Свердловскую ТЭЦ	ПР «Центральный»
10.	Переключение тепловой нагрузки с котельной по ул. Новострой, 5 МУП «Екатеринбургэнерго» на ТЭЦ-19 ПАО «Т Плюс» (правоустанавливающие документы на земельный участок под модульной котельной в настоящее время отсутствуют и оформить их невозможно, т.к. котельная устанавливалась в аварийной ситуации на чужой земле за счет бюджетных средств города)	мкр. «Елизавет»

1	2	3
11.	Укрупнение зоны теплоснабжения котельной по ул. Решетская, 51 посредством переключения потребителей тепловой энергии в зоне действия котельной по ул. Решетская, 55 с последующим выводом ее из эксплуатации	мкр. «Сортировочный»
12.	Переключение тепловой нагрузки с котельной Коуровская, 22 на Свердловскую ТЭЦ	мкр. «Сортировочный»
13.	2021 год	
14.	Переключение тепловой нагрузки с ТЭЦ-19 на Академической ТЭЦ. Вывод из эксплуатации ТЭЦ-19	мкр. «Вторчермет»
15.	Переключение тепловой нагрузки с котельной АО «Уралкабель» на Среднеуральскую ГРЭС	ПР «Центральный»
16.	Переключение тепловой нагрузки с котельной ЕУЦ дирекции по тепловодоснабжению ОАО «РЖД» по ул. Соликамская, 16 на Свердловскую ТЭЦ	мкр. «Сортировочный»
17.	Переключение тепловой нагрузки с котельной Газпромнефть-Урал по ул. Сибирский тракт, 24 на Ново-Свердловскую ТЭЦ	–
18.	Переключение тепловой нагрузки ЖКХ с котельной ООО «ЗИВ» (Машиностроительный завод им. В.В.Воровского) на Ново-Свердловскую ТЭЦ	–
19.	2023 год	
20.	Переключение тепловой нагрузки с котельной АО «Уральское производственное предприятие Вектор» на ТЭЦ ЭПК УрФУ	мкр. «Втузгородок»
21.	Переключение тепловой нагрузки с котельной АО «Уральский завод металлоконструкций» на ТЭЦ ЭПК УрФУ	мкр. «Втузгородок»
22.	Решения на весь срок действия схемы до 2030 года	
23.	Среднеуральская ГРЭС и Свердловская ТЭЦ работают в совместном режиме обеспечивая теплом потребителей ПР «Центральный»	ПР «Центральный»
24.	Расширение зоны действия Среднеуральской ГРЭС	подключение перспективной застройки ЖР Молебка, Антенные поля, Эльмаш к ОСЦТ в соответствии с прогнозом прироста тепловой нагрузки

1	2	3
25.		подключение перспективной застройки ГО Верняя Пышма к ОСЦТ в соответствии с прогнозом прироста тепловой нагрузки
26.		подключение перспективной застройки ГО Среднеуральск к ОСЦТ в соответствии с прогнозом прироста тепловой нагрузки
27.	Расширение зоны действия Свердловской ТЭЦ	подключение перспективной застройки к ОСЦТ в соответствии с прогнозом прироста тепловой нагрузки
28.	Расширение зоны действия Ново-Свердловской ТЭЦ	подключение перспективной застройки к ОСЦТ в соответствии с прогнозом прироста тепловой нагрузки
29.		подключение перспективного района застройки Истокский в соответствии с прогнозом прироста тепловой нагрузки
30.		подключение перспективной застройки ГО Березовский к ОСЦТ в соответствии с прогнозом прироста тепловой нагрузки
31.	Расширение зоны действия Гурзуфской котельной	подключение перспективной застройки к ОСЦТ в соответствии с прогнозом прироста тепловой нагрузки
32.	Расширение зоны действия теплового узла Академической ТЭЦ /котельная по пер. Складской, 4	подключение перспективной застройки к ОСЦТ в соответствии с прогнозом прироста тепловой нагрузки
33.		подключение перспективной застройки мкр. Академический, УНЦ в соответствии с прогнозом прироста тепловой нагрузки
34.	Расширение зоны действия ТЭЦ УМП	подключение перспективной застройки к ОСЦТ в соответствии с прогнозом прироста тепловой нагрузки
35.		подключение перспективной застройки локальной зоны теплоснабжения в соответствии с прогнозом прироста тепловой нагрузки
36.	Расширение зоны действия ТЭЦ по ул. Фронтových бригад, 18 (ТЭЦ Уральского турбомоторного завода)	подключение перспективной застройки к ОСЦТ в соответствии с прогнозом прироста тепловой нагрузки
37.	Теплоснабжение новых строительных фондов в зонах существующих котельных будет обеспечиваться за счет существующих котельных, в том числе с увеличением их тепловой мощности в соответствии с прогнозом прироста тепловой нагрузки: котельная по ул. Минометчиков, 13; котельная по ул. Кишиневская, 56; котельная п. Северка, ул. Мира, 27а; котельная по ул. Изоплитная, 23; котельная в пер. Ремонтный, 10; котельная п. Шабровский, ул. Садовая, 8;	

1	2	3
	<p>котельная п. Полеводство, ул. Животноводов, 16а; котельная ст. Сысерть, ул. Школьная, 9а; котельная п. Горный Щит, ул. Ленина, 50; котельная п. Рудный, ул. Ушакова, 32; котельная п. Широкая речка, ул. Центральная, 13б; котельная ООО «ТЭК «Чкаловский» по ул. Монтерская, 3; котельная ООО «Химмаш Энерго» по пер. Хибиногорский, 33; котельная по ул. Просторная, 93; котельная АО «УТС» 24 км автодороги Екатеринбург – Челябинск (аэропорт «Уктус»); котельная ООО «Солнечное тепло» по ул. 2 Новосибирская, 60; котельная ООО «Ветта Инвест» мкр. Патрушихинские пруды</p>	
38.	<p>Теплоснабжение новых строительных фондов в зонах, не обеспеченных централизованным теплоснабжением за счет предлагаемых к вводу котельных с увеличением их тепловой мощности в соответствии с прогнозом прироста тепловой нагрузки: котельная мкр. «Шарташский»; котельная мкр. «Шабровский» (поселок Сысерть); котельная мкр. «Компрессорный»; котельная мкр. «Новокольцовский»</p>	
39.	<p>Переоборудование ЦТП по ул. Краснофлотцев, 48б в котельную. Данное мероприятие предусмотрено для резервирования спортивного объекта</p>	

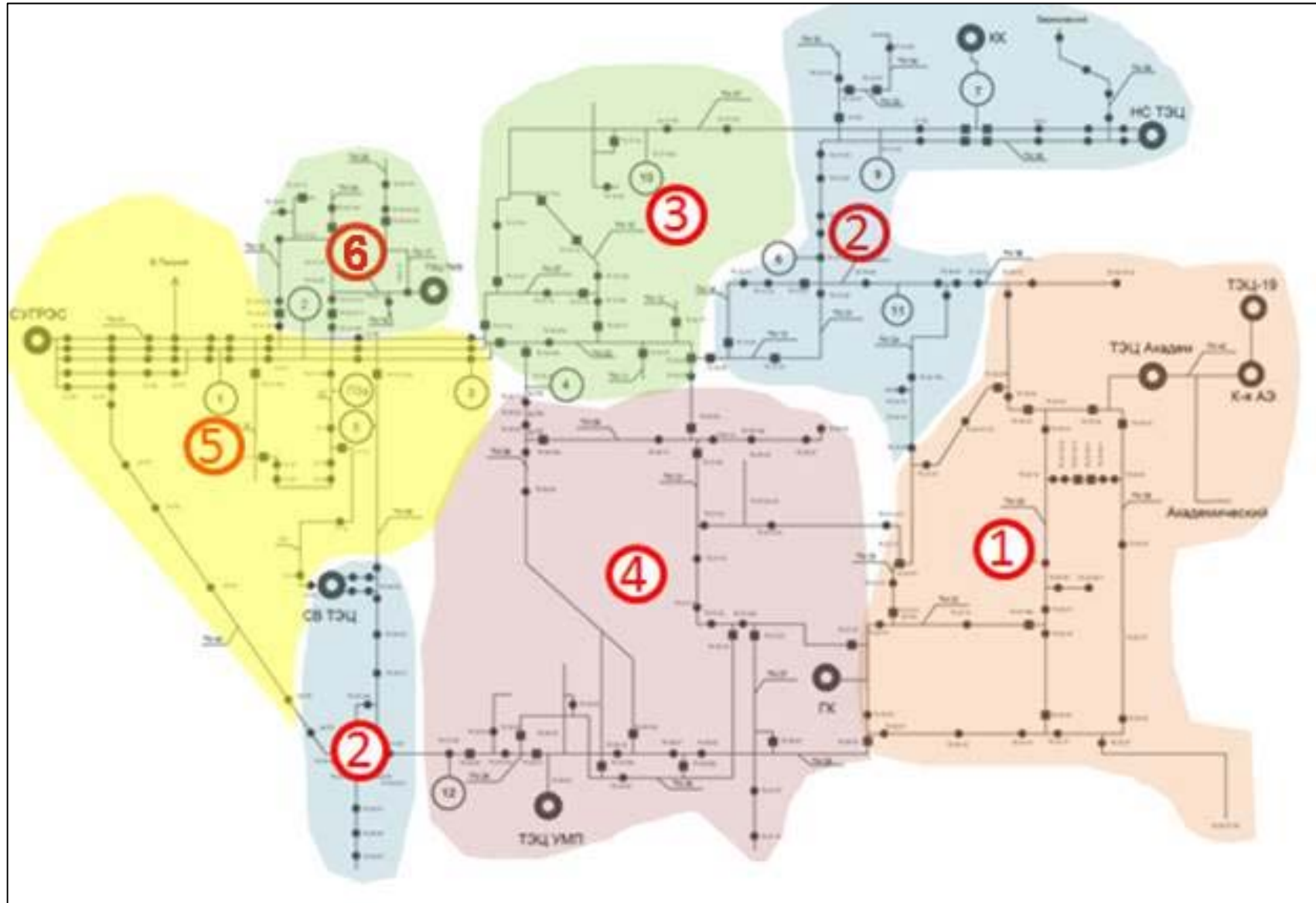


Рис. 15. Этапность перевода системы теплоснабжения г. Екатеринбурга на закрытую схему присоединения от ГВС

Раздел 4. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Свердловской области

Глава 17. Особенности функционирования энергосистемы

Электроэнергетический комплекс Свердловской области характеризуется следующими особенностями:

- 1) наличие значительной доли электростанций, работающих в базовой части графика нагрузок (атомные и ТЭЦ);
- 2) избыточный баланс электрической энергии и мощности энергосистемы;
- 3) диверсифицированность объектов по производству электрической энергии по топливу, позволяющая обеспечить более надежное электроснабжение потребителей;
- 4) практически полная зависимость Свердловской области от ввозимых энергоресурсов;
- 5) отсутствие централизованного электроснабжения ряда удаленных населенных пунктов на территории Свердловской области;
- 6) развитые межсистемные связи, обеспечивающие возможность выдачи избыточной мощности в дефицитные энергосистемы через соседние энергосистемы (Пермского края, Курганской области, Челябинской области).

Глава 18. Энергорайоны энергосистемы Свердловской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений («узкие» места)

Энергорайон, характеризующийся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений («узкое место»), – энергорайон (энергоузел), в котором при расчетных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима.

При выполнении расчетов рассматривались следующие схемно-режимные ситуации:

для режима зимних и летних максимальных нагрузок при температуре ОЗМ и ПЭВТ соответственно рассматривались нормальная схема и единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме);

для режима летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца рассматривались нормальная схема, единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме), а также двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме).

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима рассматривались все возможные схемно-режимные мероприятия, в том числе мероприятия по делению электрической сети, изменению коэффициентов

трансформации автотрансформаторов, проведение ремонтов электросетевого оборудования в иные (благоприятные) периоды года.

На основании анализа фактических и перспективных электроэнергетических режимов в энергосистеме Свердловской области выявлен один энергорайон с прогнозируемым недопустимым изменением параметров электроэнергетического режима, для которого разработаны мероприятия, – энергорайон ПС 220 кВ Салда, представленный на рисунке 16, с указанием величины ГВО, необходимой для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

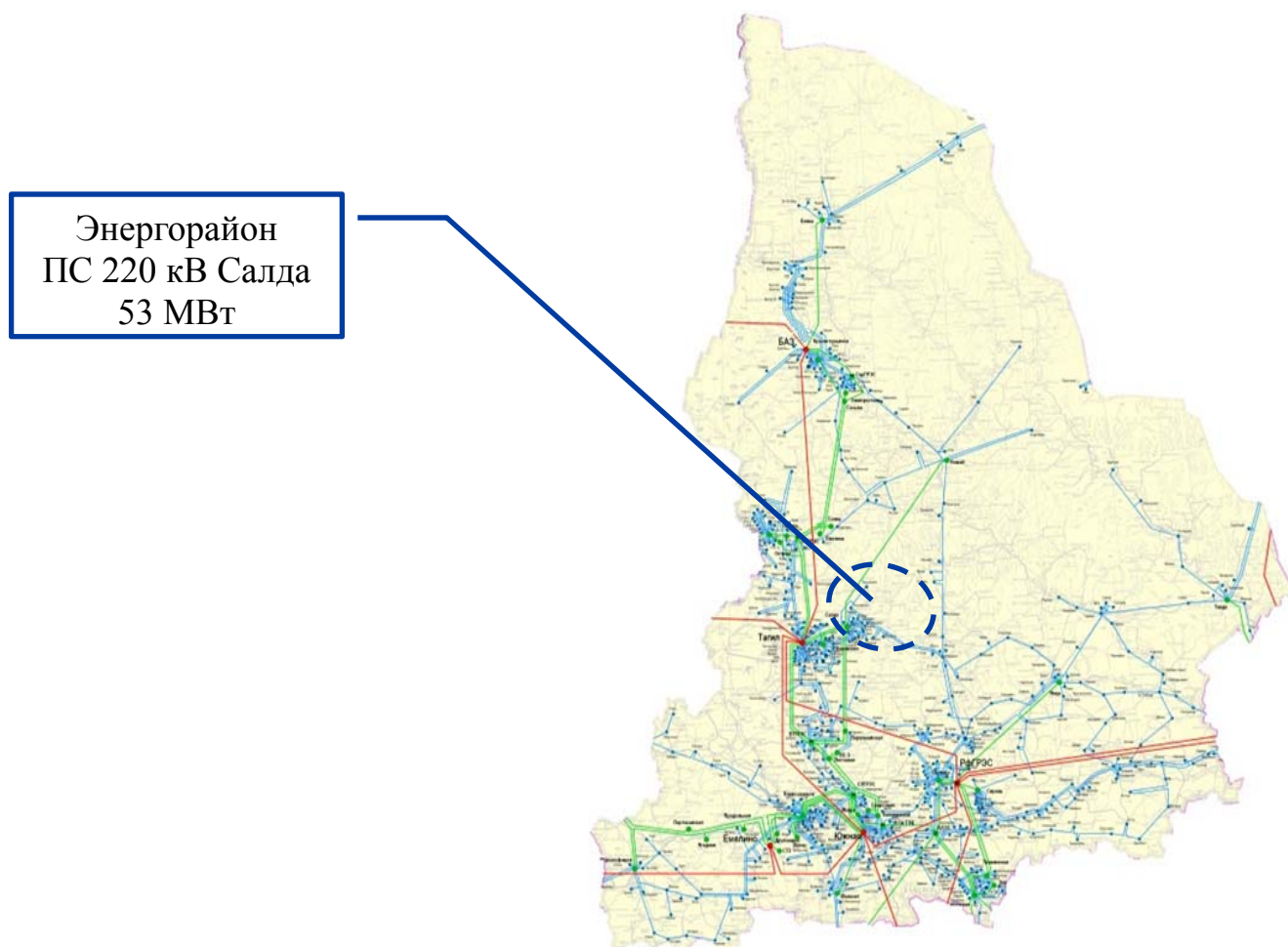


Рис. 16. Энергорайон энергосистемы Свердловской области, в котором прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима

В период зимнего максимума нагрузок 2019 года при температуре ОЗМ в нормальной и единичных ремонтных схемах параметры режима не выходят из области допустимых значений, ввод ГВО не требуется.

В период летнего максимума нагрузок 2019 года при температуре ПЭВТ в нормальной и единичных ремонтных схемах параметры режима не выходят из области допустимых значений, ввод ГВО не требуется.

В период летнего максимума нагрузок 2019 года при среднемесячной температуре наиболее теплого месяца в нормальной и единичных ремонтных схемах параметры режима не выходят из области допустимых значений, ввод ГВО не требуется.

Результаты расчетов приведены на рисунках 1–6 приложения № 12 к настоящему схеме и программе развития.

В период летнего максимума нагрузок 2019 года при среднемесячной температуре наиболее теплого месяца при аварийном отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Салда в единичной ремонтной схеме (ремонт АТ1(2) ПС 220 кВ Салда) потребуется ввод ГВО. Для снижения величины ГВО в сложившейся двойной ремонтной схеме в качестве схемно-режимного мероприятия рассмотрено мероприятие по проведению ремонта АТ1(2) ПС 220 кВ Салда в иные (благоприятные) периоды года.

В 2019 году в наиболее благоприятный период для проведения ремонта АТ1(2) ПС 220 кВ Салда (летний период) при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Салда в единичной ремонтной схеме на ПС 220 кВ Салда сработает АРЛ 110 кВ с действием на отключение нагрузки в объеме 69 МВт. Обратное включение всех отключенных от АРЛ 110 кВ потребителей приведет к возникновению перегрузки контролируемого сечения «Салда», состоящего из ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 и 2 с отпайками (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1(2) с отпайками в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 2(1) с отпайками). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений после выполнения всех возможных дополнительных схемно-режимных мероприятий требуется ввод ГВО в объеме 53 МВт (с учетом замены потребителей, отключенных от АРЛ 110 кВ на ПС 220 кВ Салда, на ГВО). Результаты расчетов приведены на рисунках 7–9 приложения № 12 к настоящему схеме и программе развития.

Для исключения схемно-режимных ситуаций, приводящих к вводу ГВО в энергорайоне ПС 220 кВ Салда, требуется установка на ПС 220 кВ Вязовская АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1, 2 с отпайками и установкой 2-х УПАСК (ПРД) на ПС 220 кВ Вязовская и 2-х УПАСК (ПРМ) на ПС 220 кВ Салда по ВЛ 220 кВ Салда – Тагил I и II цепь с отпайкой на ПС Вязовская для организации передачи УВ на ОН на ПС 220 кВ Салда.

Учитывая, что рост нагрузки по энергосистеме Свердловской области до 2024 года составляет около 1% в год, результаты расчетов электроэнергетических режимов на перспективный период алогичны результатам расчетов, приведенным на этап 2019 года, а предложенных мероприятий достаточно для исключения необходимости ввода ГВО в рассмотренных схемно-режимных ситуациях.

Перечень мероприятий по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области, приведен в приложении № 9 к настоящему схеме и программе развития.

Глава 19. Проблемы электросетевого комплекса Свердловской области

Электросетевой комплекс Свердловской области характеризуется следующими проблемами:

1) значительное количество электросетевых объектов имеет высокий физический износ;

2) в эксплуатации остается значительное количество морально устаревших устройств релейной защиты и автоматики (в том числе противоаварийной автоматики), автоматической информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии;

3) в эксплуатации остается значительное количество морально устаревшего маслонаполненного коммутационного оборудования, что снижает надежность энергосистемы и является негативным экологическим фактором;

4) в муниципальном образовании «город Екатеринбург» ожидается устойчивый рост энергопотребления, особенно в центральной части г. Екатеринбурга. В то же время возможности размещения на существующих площадях новых инженерных сетей существенно ограничены. Вследствие этого происходит удорожание проектов развития электрической сети за счет применения комплектных распределительных устройств и строительства подстанций закрытого типа;

5) наличие бесхозных объектов энергетической инфраструктуры без надлежащего технического обслуживания, что приводит к обветшанию, невозможности нести расчетную нагрузку и обеспечивать параметры ГОСТа по качеству электроэнергии (сверхнормативное отклонение напряжения) и электробезопасности;

6) имеются предприятия, владеющие непрофильными сетевыми объектами, эксплуатация которых находится на низком уровне или отсутствует, что также приводит к снижению надежности и электробезопасности объектов;

7) недостаточное финансирование реконструкции сети низкого уровня напряжения и отсутствие финансирования на поддержание сетей у небольших сетевых компаний;

8) распределительные сети низшего напряжения находятся в собственности более 50 организаций, среди которых многие не несут ответственности за надежное электроснабжение потребителей, снижая общую надежность и управляемость таких сетей;

9) проблема оформления сервитутов на земельные участки охранных зон, доступа к территориям частной застройки, по которым проходят линии.

Глава 20. Проблемы генерирующих мощностей Свердловской области

Существуют следующие проблемы генерирующих мощностей Свердловской области:

1) ограничение конденсационной мощности в летний период из-за нехватки водных ресурсов;

2) истощение емкости существующих золоотвалов.

На Рефтинской ГРЭС (ПАО «Энел Россия») частично внедрена система сухого золошлакоудаления, позволяющая решать проблемы утилизации золы;

3) экологическая проблема – низкая эффективность золоулавливающих устройств. Для решения данной проблемы необходимо осуществить следующие мероприятия:

реконструкция золоулавливающих устройств;

реконструкция систем газоочистки;

реконструкция котлов, горелочных устройств;

4) отказ потребителей от централизованного теплоснабжения.

Проблемой развития генерирующих мощностей, обеспечивающих централизованное теплоснабжение муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, является необоснованный отказ потребителей от централизованного теплоснабжения. В результате этого:

ухудшаются технико-экономические показатели работы электростанции: увеличивается выработка электроэнергии по конденсационному циклу и, как следствие, повышается удельный расход условного топлива на отпущенный кВт·ч, что приводит к увеличению себестоимости электрической и тепловой энергии;

меняется топливный баланс региона, так как удельный расход топлива на отпущенную Гкал в котельных значительно выше этого показателя на ТЭЦ;

происходит увеличение тарифов на тепловую энергию за счет увеличения себестоимости и значительных потерь в распределительных сетях, которые сохраняются при переводе на теплоснабжение от котельных. Потери в распределительных сетях с учетом их износа составляют от 20% до 40%.

Необходимо сооружение дополнительных пиковых источников тепла, обеспеченных резервным топливом из условий ограничений подачи природного газа на основные теплоисточники – ТЭЦ в максимально холодный период зимы;

5) потеря долгосрочной заинтересованности собственников тепловых сетей в эффективной эксплуатации сетей по причине перехода потребителей на локальные источники теплоснабжения. Совершенствование нормативной правовой базы позволит решить эту проблему;

6) отсутствие экономических стимулов для содержания мощности теплоснабжающих источников;

7) отсутствие мотивационного механизма для развития энергоисточников малой и средней мощности, способных работать на местных энергоресурсах (в первую очередь на торфе, лесных ресурсах).

Глава 21. Проблемы в системе теплоснабжения Свердловской области.

Рост повреждаемости тепловых сетей

1. Износ основных фондов.

Износ магистральных тепловых сетей, находящихся в собственности АО «ЕТК» составляет 59,0% (243,0 км).

Как показывает статистика, большинство случаев повреждения на тепловых сетях происходит на подземных участках, что составляет 73,6% от общего числа инцидента.

Наиболее распространенными типами повреждения на тепловых сетях АО «ЕТК», использующихся для транспорта теплоносителя, являются наружная коррозия и свищи. За прошедший год было выявлено 132 случая повреждения трубопроводов, 75% от общего числа инцидентов повреждения трубопроводов в связи с образованием наружной коррозии и свищей.

Средний износ тепловых сетей по городу составляет 67,2%. Аварийность на муниципальных тепловых сетях объясняется большим объемом принимаемых в муниципальную собственность бесхозных тепловых сетей с износом более 90%. За последние пять лет принято на муниципальный баланс 146,2 км бесхозных тепловых сетей. За прошедший год было выявлено 297 случаев повреждений трубопроводов МУП «Екатеринбургэнерго» и прочих ведомств.

Объемы перекадок сдерживаются регулированием тарифов и недостаточным финансированием со стороны бюджетов. Количество повреждений в магистральных тепловых сетях в г. Екатеринбурге показано на рисунке 17.

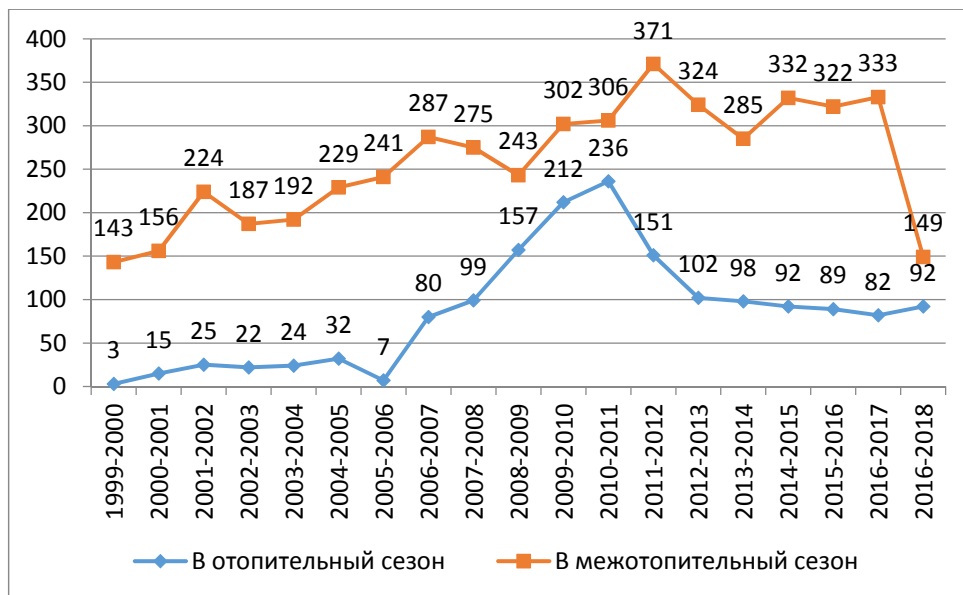


Рис. 17. Количество повреждений тепловых сетей обособленного подразделения «Свердловские тепловые сети» ООО «СТК»

2. Снижение качества тепловой энергии.

Несмотря на формальное обеспечение существующих тепловых нагрузок потребителей, имеет место невыполнение качественных параметров тепловой энергии – температуры в подающем трубопроводе. Температурный дискомфорт в помещениях компенсируется за счет включения электронагревателей, что ведет к перегрузке и высокой аварийности в электросетях.

Наличие «температурных срезов» в утвержденных температурных графиках по основным тепловым источникам системы при температуре наружного воздуха ниже -18 градусов является следствием дефицита тепловой мощности и

недостаточного количества пиковых источников тепла. Это приводит к снижению температуры в помещениях потребителей при расчетных температурах наружного воздуха.

Основные проблемы в системе теплоснабжения в Свердловской области приведены в таблице 14.

Таблица 14

Проблемы в системе теплоснабжения в Свердловской области

Номер строки	Проблема	Описание проявлений	Причина
1	2	3	4
1.	Надежность	значительное увеличение числа повреждений теплосетей; увеличение числа случаев нанесения вреда здоровью третьих лиц и повреждения имущества третьих лиц	окончание нормативного срока эксплуатации более 40% теплотрасс; 99% повреждений теплотрасс происходит в результате наружной коррозии; большая часть конструкций тепловых сетей не обеспечивает надежной защиты трубопровода при воздействии внешней среды; неэффективность существующей ливневой канализации и дренажных систем
2.	Качество	ухудшение качества ГВС (температура, органолептические параметры) в межотопительный период, периоды запуска отопления, начала циркуляции внутридомовых систем	проведение гидроиспытаний, при которых необходимо снижение температуры подпиточной воды до 40 градусов; открытый водоразбор ГВС в летний период по одному трубопроводу; отсутствие систем рециркуляции во многих домах, низкое качество изоляции внутридомовых систем
3.	Организационно-финансовые проблемы	уровень собираемости денежных средств по управляющим компаниям (97,8%), товариществам собственников жилья и прочим жилищным организациям (95,1%) ниже среднего уровня по г. Екатеринбургу, при этом доля потребления жилищными организациями составляет 67% от объема рынка тепловой энергии в г. Екатеринбурге	низкая платежная дисциплина товариществ собственников жилья, управляющих компаний и прочих жилищных организаций

1	2	3	4
4.	Обеспечение развития г. Екатеринбурга	с учетом выданных технических условий на подключение к системе централизованного теплоснабжения новых объектов наблюдается дефицит теплоснабжения	неразвитая система транспортировки тепловой энергии, низкая пропускная способность тепловых сетей, недостаточная располагаемая мощность ряда теплоисточников

Глава 22. Особенности ресурсного обеспечения электроэнергетического комплекса Свердловской области

Свердловская область зависит от возможностей приема энергетического топлива из других регионов, в том числе из Республики Казахстан. В период 1980–1990 годов произошел перевод значительного объема генерирующих мощностей, работавших на угле, на сжигание газа. Этому способствовали рост добычи газа в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре и Ямало-Ненецком автономном округе, ограничение по провозным способностям железных дорог и специальный режим ценообразования на газ для нужд электроэнергетики. Таким образом, сформировалась долговременная тенденция к повышению роли природного газа.

Однако наличие в Свердловской области крупнейшей угольной электростанции в стране (Рефтинская ГРЭС) обусловило долю угля в топливном балансе Свердловской области гораздо более высокую, чем по стране в целом. Учитывая, что через Свердловскую область проходят головные участки магистральных газопроводов, а уголь является дальнепривозным, целесообразно сохранить в топливном балансе электростанций весомую долю газа.

Наиболее крупные риски по обеспечению топливом связаны с дальностью перевозок экибастузского угля.

Кроме угля и газа, для Свердловской области важна перспектива развития атомной энергетики, а также создание генерирующих мощностей на торфе. Использование торфа целесообразно в первую очередь для малой и распределенной генерации.

Формирование перспективной структуры энергетического топлива должно сопровождаться минимизацией затрат на его получение, особенно в части угля, диверсификацией, использованием новых возможностей малой и распределенной генерации, энергетических технологий на торфе и других возобновляемых ресурсах и оптимизацией энергетических режимов.

В Свердловской области наблюдается устойчивое снижение производства (потребления) тепловой энергии, одной из причин которого является снижение потребления тепловой энергии населением, потребляющим около 35% от общей величины распределенного ресурса. Положительное изменение объемов потребления теплоэнергии населением может быть объяснено постепенным осуществлением энергосберегающих мероприятий в жилищном секторе, а именно введением средств учета и автоматизации с возможностью регулирования подачи тепла, применением новых энергоэффективных технологий строительства,

увеличением числа вводимых жилых домов, использующих альтернативные источники теплоснабжения.

Глава 23. Влияние предприятий энергетики на загрязнение окружающей среды в Свердловской области

Предприятия энергетики оказывают существенное воздействие на окружающую среду. Решение проблем негативного воздействия электроэнергетики на окружающую среду в Свердловской области актуально.

Основными направлениями уменьшения экологической нагрузки предприятий энергетики на окружающую среду остаются снижение объема вредных выбросов в атмосферу и снижение объема размещаемых отходов.

Основным требованием к предприятиям энергетики является снижение показателей негативного воздействия на окружающую среду в объемах, предусмотренных Концепцией экологической безопасности Свердловской области на период до 2020 года, одобренной постановлением Правительства Свердловской области от 28.07.2009 № 865-ПП «О Концепции экологической безопасности Свердловской области на период до 2020 года» (далее – Концепция экологической безопасности Свердловской области на период до 2020 года).

Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий энергетики показана в таблице 15 и на рисунке 18.

Динамика сбросов загрязненных сточных вод от предприятий энергетики и их доля в суммарном сбросе по Свердловской области показаны в таблице 16. Динамика водоотведения загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты Свердловской области показана на рисунке 19.

Динамика обращения с отходами на предприятиях энергетики по Свердловской области и доля предприятий энергетики в общем объеме размещения отходов показаны в таблице 17 и на рисунках 20 и 21.

**Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий
энергетики и их доля в суммарном выбросе загрязняющих веществ
в атмосферу по Свердловской области (тыс. т/год)**

Но- мер стро- ки	Наименование предприятия	2007 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Филиал «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	306,2	318,4	315,4	281,4	255,1	284,6	251,2
2.	Филиал «Верхнетагильская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	35,1	42,1	33,1	28,3	2,2	2,3	1,7
3.	Филиал «Среднеуральская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	8,6	7,25	6,6	6,9	6,2	5,1	4,7
4.	Филиал ПАО «ОГК-2» – Серовская ГРЭС	35,7	30,5	27,5	27,2	11,1	6,6	0,51
5.	Филиал «РУСАЛ Краснотурьинск» Богословская ТЭЦ	19,4	8,8	12,6 (с учетом БАЗ – 29,29)	–	–	–	–
6.	Нижнетуринская ГРЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	14,3	11,8	8,5	3,0	3,4	3,2	3,5
7.	Филиал «РУСАЛ Каменск- Уральский»	22,0	19,6	14,1	2,4	нет данных	нет данных	–
8.	Ново-Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	5,5	5,1	5,3	5,5	5,3	4,9	5,4
9.	Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,9	1,0	0,9	0,9	0,8	0,9	1,0
10.	Первоуральская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,68
11.	Верхотурская ГЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,0	0,1	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	–
12.	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская атомная станция»	0,6	0,8	0,8	0,7	0,5	0,5	0,5
13.	Всего	451,0	446,2	425,5	357,0	285,3	308,7	269,2
14.	Всего по Свердловской области	1255,1	1097,3	1021,2	983,9	906,4	927,8	нет данных
15.	Доля данных предприятий в суммарном выбросе по Свердловской области, процентов	35,9	40,7	41,7	36,3	31,5	33,3	нет данных



Рис. 18. Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий энергетики

Таблица 16

Динамика сбросов загрязненных сточных вод от предприятий энергетики и их доля в суммарном сбросе по Свердловской области

Но- мер стро- ки	Наименование электростанции	Объем сброса загрязненных сточных вод (млн. куб. м)						Масса сброса загрязняющих веществ (тыс. тонн)					
		2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1.	Филиал «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	16,922	20,100	16,400	14,790	12,450	8,475	9,190	10,185	7,921	7,000	5,300	3,430
2.	Филиал «Верхне- тагильская ГРЭС» – АО «Интер РАО – Электро- генерация»	6,100	6,000	5,700	4,880	4,470	3,834	4,390	6,121	3,975	3,850	3,400	2,280
3.	Филиал «Средне- уральская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,170	1,923	2,488	2,860	2,470	2,670
4.	Филиал ПАО «ОГК-2» – Серовская ГРЭС	0,036	0,046	0,046	0,053	0,052	0,000	нет данных	0,086	0,086	0,087	0,085	0,075
5.	Филиал «РУСАЛ Красно- турьинск»	0,278	0,42	0,342	0,176	0,320	0,350	0,265	0,271	0,220	0,214	0,150	0,178

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Богословская ТЭЦ												
6.	Нижнетуринская ГРЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	2,150	2,026	2,216	2,152	1,890	1,005	0,011	0,010	0,070	0,854	0,940	0,289
7.	Филиал «РУСАЛ Каменск-Уральский»	0,000	0,000	0,081	нет данных	нет данных	нет данных	0,001	0,001	0,003	нет данных	нет данных	нет данных
8.	Ново-Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,000	0,476	1,424	1,181	1,340	1,340	0,350	0,384	0,277	0,264	0,170	0,190
9.	Качканарская ТЭЦ (АО «ЕВРАЗ КГОК»)	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
10.	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская АЭС»	0,324	0,355	0,259	0,000	0,000	0,000	0,290	0,113	0,100	0,064	0,074	0,088
11.	Итого	25,812	29,423	26,414	23,232	20,522	14,671	15,636	19,094	15,140	15,193	12,589	9,200
12.	Всего по Свердловской области	686,78	667,0	660,2	616,6	586,05	нет данных	465	488,0	461	433	407	нет данных
13.	Доля, процентов	3,8	4,4	4,0	3,8	3,5	–	3,4	3,9	3,3	3,5	3,1	–

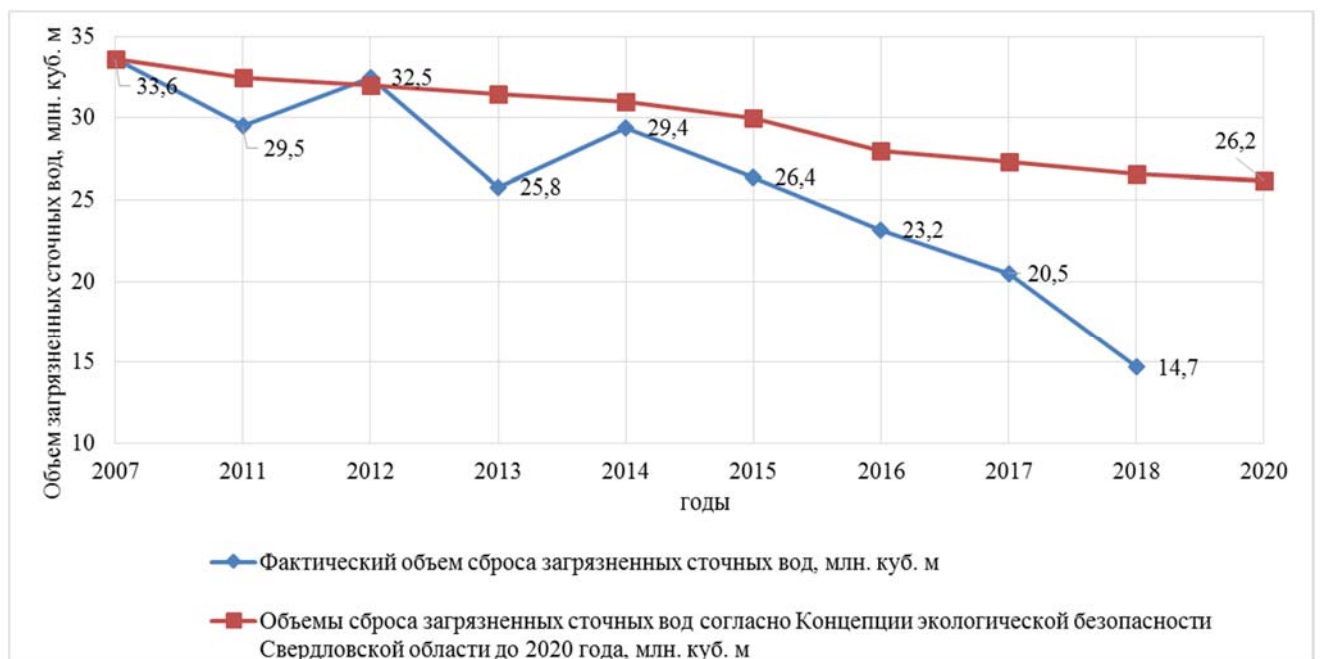


Рис. 19. Динамика водоотведения загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты Свердловской области

Динамика обращения с отходами на предприятиях энергетики по Свердловской области (тыс. тонн/год)

Номер строки	Наименование предприятия	Образовано (тыс. тонн)					Использовано (тыс. тонн)					Размещено (тыс. тонн)				
		2007 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2007 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2007 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
1.	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская атомная станция»	1,20	0,99	0,96	0,85	0,89	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Филиал «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	3763,0	4541,7	4443,0	4496,98	4641,61	124,7	255,0	0,00	241,79	0,00	3657,0	4281,9	4220,05	4247,97	4634,72
3.	Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,15	0,21	0,12	0,14	0,49	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00
4.	Филиал «РУСАЛ Каменск-Уральский»	218,39	7,94	–	–	–	0,03	0,10	–	–	–	217,96	0,00	–	–	–
5.	Филиал «РУСАЛ Краснотурьинск» Богословская ТЭЦ	320,52	–	–	–	–	0,00	–	–	–	–	318,28	–	–	–	–
6.	Качканарская ТЭЦ (АО «ЕВРАЗ КГОК»)	0,30	–	–	–	–	0,00	–	–	–	–	0,01	–	–	–	–
7.	Филиал «Среднеуральская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	1,21	2,15	1,57	2,44	4,13	0,11	0,00	0,00	0,00	0,03	0,13	0,12	0,17	0,16	0,95
8.	Нижнетуринская ГРЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	194,98	26,27	3,83	0,89	0,96	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	194,53	25,4	2,50	0,00	0,00
9.	Филиал ПАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» – Серовская ГРЭС	561,62	410,34	169,49	82,81	0,51	0,21	0,01	0,00	0,00	0,00	561,02	409,15	168,31	82,02	0,00
10.	Первоуральская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,58	0,18	0,15	0,35	0,35	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11.	Ново-Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,58	0,30	0,50	0,34	0,47	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,15	0,16	0,15	0,19
12.	Филиал «Верхнетагильская ГРЭС» – АО «Интер РАО – Электрогенерация»	410,79	329,30	5,00	1,33	1,37	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	409,71	319,97	0,87	0,41	0,35
13.	Верхогурская ГЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
14.	Итого по предприятиям энергетики	5473,31	5293,12	4624,65	4587,01	4650,79	125,16	255,11	0,00	241,79	0,03	5358,74	5036,73	4392,06	4330,71	4636,21
15.	Всего по Свердловской области	185 029,6	178 937,1	176 224,6	166 007,2	154 183,5	86 012,4	84 334,6	77 645,1	67 876,7	60 880,6	114 964,1	105 310,8	100 783,4	98 536,3	92 614,2
16.	В процентах от общего объема отходов	2,96	2,96	2,62	2,76	3,02	0,15	0,30	0,00	0,36	<0,0001	4,66	4,78	4,36	4,39	5,01



Рис. 20. Динамика размещения отходов предприятиями энергетики



Рис. 21. Доля предприятий энергетики в общем объеме образования отходов

Планируется снижение в 2020 году по отношению к уровню 2007 года:

- 1) валового выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух на 28,3%;
- 2) сброса загрязненных сточных вод на 25,1%;
- 3) количества размещаемых отходов на 39%.

Улучшение экологических показателей отрасли будет достигаться при выполнении реконструкции и модернизации объектов энергетики, предусмотренных настоящей схемой и программой развития, в том числе на Рефтинской ГРЭС будет реализована программа мероприятий по снижению негативного воздействия Рефтинской ГРЭС на окружающую среду, согласованная с Правительством Свердловской области в рамках Соглашения о взаимодействии в

сфере охраны окружающей среды между Правительством Свердловской области и ПАО «Энел Россия».

Развитие энергетики с учетом экологических показателей перспективной генерации и изменения структуры существующей генерации

В энергетике Свердловской области преобладают тенденции развития генерации на углеводородном топливе, связанные с развитием различной газовой генерации, в том числе ПГУ и малой генерации. Это связано с широким диапазоном генерирующих мощностей на газе, удобством использования газовой топливной инфраструктуры, меньшими удельными показателями требуемой площади размещения.

По сравнению с текущей генерацией (традиционные конденсационные станции на угле и природном газе) новые энергоустановки различных видов обладают отличающимися характеристиками, которые необходимо учесть при развитии энергетики (таблица 18).

Таблица 18

Обобщенные параметры выбросов в атмосферу современных, новых, модернизируемых и реконструированных энергоустановок

Номер строки	Параметр	Сжигание пылевидного угля	ПГУ и мощные ГТУ	ГТУ	ГПУ
1.	Выбросы SO ₂ , мг/куб. м	100–200	–	–	–
2.	Выбросы NO _x , мг/куб. м	20–30	50–200	50–100	до 500
3.	Выбросы CO, мг/куб. м	менее 20	50–200	60–200	до 650
4.	Выбросы твердых частиц, мг/куб. м	15–30	–	–	в зависимости от угара масла
5.	Электрический КПД, процентов	35–43	54–58	33–37	40–45
6.	КИТ, процентов	80–90			

С учетом данных таблицы 18 можно сделать следующие выводы по экологическим критериям развития генерации:

1) все новые современные и перспективные виды генерации обладают более высокими по сравнению с существующей традиционной генерацией КПД и КИТ, что позволит сжигать меньше топлива, выбрасывать в атмосферу меньше вредных веществ и размещать меньше отходов. Также новые виды генерации обладают улучшенными удельными показателями выбросов вредных веществ.

Прямой эффект снижения выбросов от реконструкции связан с заменой оборудования на более экологичное и эффективное с точки зрения КПД. Существует также косвенный эффект, который по масштабам может быть больше прямого. Он связан с тем, что современное экономичное и экологичное оборудование получает преимущества при конкурентном отборе на оптовом рынке

электроэнергии и мощности и вытесняет менее экономичное генерирующее оборудование. Потенциал такого замещения составляет 26,5 тыс. тонн, или 6,3% от выбросов предприятий энергетики в Свердловской области;

2) угольная генерация (а также генерация на местных и локальных видах топлива) обладает повышенным уровнем выбросов оксидов серы и пыли. Это связано со свойствами угля и зависит от его зольности. Применение современных установок с сухим золошлакоудалением и десульфурризацией отходящих газов существенно уменьшает данный недостаток;

3) современные мощные ПГУ и ГТУ обладают высоким КПД и экологичностью. Тем не менее направление конструктивного развития мощных газовых турбин ведет к повышению температуры и давления в камере сгорания для повышения КПД, что ведет к повышенному уровню выбросов окислов азота NO_x и необходимости их нейтрализации;

4) традиционно считается, что доля угарного газа CO в выбросах станций невелика в связи с возможностью гибко дозировать подачу воздуха и контролировать процесс сгорания топлива. Тем не менее с переходом на новые технологии генерации и уменьшением других видов выбросов доля выбросов CO становится весомой, при развитии генерации она также принимается во внимание;

5) малая генерация на углеводородном топливе обладает лучшими по сравнению с существующей традиционной генерацией экологическими характеристиками. С учетом отсутствия потерь энергии благодаря близости к потребителю малая генерация дает выигрыш в КПД на 5–15% и снижает выбросы вредных веществ в 1,7–2,5 раза.

При развитии учитывается, что малая генерация на углеводородном топливе обладает несколько худшими по сравнению с новой «большой» генерацией экологическими характеристиками. Это касается КПД и количества сжигаемого топлива (для ГТУ), выбросов CO , NO_x и твердых частиц (для ГПУ) и связано как с эффектом масштаба, так и с конструктивно-технологическими особенностями. Замещение малой генерацией доли, покрываемой новыми крупными станциями нагрузки, ведет к увеличению суммарных выбросов вредных веществ. Следует отметить, что ввиду распределенности по территории малая генерация «естественным» образом снижает концентрацию выбрасываемых ею некумулятивных вредных веществ. С точки зрения выбросов углекислого газа CO_2 и количества сжигаемого топлива малая генерация обладает меньшим КПД ввиду эффекта масштаба, но устраняет потери при передаче энергии ввиду своего расположения в точке потребления.

В целом массовое направленное внедрение малой генерации на углеводородном топливе может быть обосновано экологическими критериями только при замещении доли нагрузки существующей традиционной генерации, но не новых крупных генерирующих мощностей.

Можно сделать следующие выводы по размещению новой генерации по экологическим критериям:

1) в городских зонах с высокой плотностью застройки имеет смысл размещать газовую генерацию на базе ПГУ и мощных ГТУ с учетом уровня выбрасываемых окислов NO_x ;

2) в небольших городах, пригородных и промышленных зонах при наличии транспортной инфраструктуры для угля и свободной территории имеет смысл рассматривать современные модульные угольные генерирующие установки с устройствами десульфуризации в качестве альтернативы газовой генерации. Схожими свойствами обладают установки, работающие на локальных и местных видах топлива при наличии очистки отходящих газов;

3) направленное внедрение малой генерации на углеводородном топливе может быть обосновано экологическими критериями только при замещении ею доли нагрузки существующей традиционной генерации, но не новых крупных генерирующих мощностей. Размещение малой генерации преимущественно зависит от потребителей. Подобная генерация приводит к увеличению суммарных вредных выбросов в Свердловской области, но ввиду свойства распределенности она не приводит к повышению концентрации некумулятивных вредных веществ.

Основные виды негативных воздействий предприятий электроэнергетики на окружающую среду, учитываемых при развитии предприятий энергетики до 2023 года, представлены в таблице 19.

Таблица 19

Основные загрязнители и виды антропогенных воздействий от различных предприятий энергетики

Номер строки	Название	Формула	Основной источник	Опасные последствия	Кумулятивность	Статус опасности
1	2	3	4	5	6	7
1.	Газообразные и аэрозоли					
2.	Диоксид серы	SO ₂	станции на местных, локальных видах топлива и угле	угнетение растений, кислотные дожди, коррозия	нет	локальный
3.	Оксиды азота	NO, NO ₂	газовые станции с высоким КПД, малая генерация	канцерогены, коррозия, разрушение озона	нет	локальный
4.	Углекислый газ	CO ₂	все виды станций	парниковый эффект	да	глобальный
5.	Угарный газ	CO	газовые станции с высоким КПД, малая генерация	яд	нет	локальный
6.	Твердые частицы	пыль	станции на местных, локальных видах топлива и угле	ухудшение дыхания, болезни	частично	локальный
7.	Тяжелые металлы	Fe, Pb, Ni, Zn,	малая генерация (масла и продукты износа)	яды, канцерогены, мутагены	да	локальный

1	2	3	4	5	6	7
		Сu, Мп, Сг				
8.	Твердые					
9.	Твердые производственные отходы	золошлакоотвалы	станции на местных, локальных видах топлива и угле	уничтожение экосистем	да	локальный
10.	Жидкие					
11.	Сбросы сточных вод с загрязнителей	все вышеперечисленное	угольные станции с гидравлическим золошлакоудалением	яды, канцерогены, мутагены, уничтожение экосистем	частично	локальный
12.	Потребление воды	–	все виды станций	дефицит питьевой воды	нет	областной
13.	Поступление теплоты	–	сбросы теплой воды энергоустановками	изменение местного климата и изменение экосистем	нет	локальный

С целью снижения негативного воздействия на окружающую среду ряду предприятий энергетического комплекса предложено заключить соглашения с Правительством Свердловской области о взаимодействии в сфере охраны окружающей среды, включающие среднесрочные и долгосрочные (до 2020 года) программы природоохранных мероприятий.

На 1 марта 2019 года Правительством Свердловской области заключены соглашение о взаимодействии в сфере охраны окружающей среды с ПАО «Энел Россия» в части деятельности филиала «Рефтинская ГРЭС» от 14.07.2011, соглашение о взаимодействии в сфере охраны окружающей среды с ПАО «ОГК-2» в части деятельности филиала «Серовская ГРЭС» от 30.10.2013 и соглашение о взаимодействии в сфере охраны окружающей среды с АО «Интер РАО – Электрогенерация» в части деятельности филиала «Верхнетагильская ГРЭС» от 13.07.2015.

Необходимо продолжить работу по заключению соглашений с другими предприятиями энергетического комплекса с учетом задач, определенных для субъектов хозяйственной деятельности, осуществляющих обращение с отходами производства, принятых в Стратегии по обращению с отходами производства на территории Свердловской области до 2030 года, утвержденной постановлением Правительства Свердловской области от 09.09.2014 № 774-ПП «О Стратегии по обращению с отходами производства на территории Свердловской области до 2030 года»:

1) модернизации промышленных предприятий с целью предотвращения образования отходов и сокращения их количества (внедрение малоотходных и безотходных технологий, замена устаревшего оборудования);

2) внедрения в производство наилучших доступных технологий;

3) внедрения имеющихся отечественных и зарубежных технологий и оборудования, направленных на вовлечение отходов в хозяйственный оборот, включая ранее размещенные отходы производства;

4) организации производственного контроля за соблюдением требований законодательства Российской Федерации в области обращения с отходами;

5) проведения собственниками объектов размещения отходов, а также лицами, во владении или в пользовании которых находятся объекты размещения отходов, мониторинга состояния окружающей среды на территориях объектов размещения отходов и в пределах их воздействия на окружающую среду.

Глава 24. Состояние и перспективы развития малой генерации в Свердловской области

Текущее состояние малой генерации в Свердловской области

Под малой генерацией в настоящей схеме и программе развития подразумеваются электростанции установленной мощностью 25 МВт и меньше, которые производят электрическую и тепловую энергию в непосредственной близости от ее конечного потребления. Верхней границей суммарной установленной мощности одной электростанции (или мини-ТЭЦ) принимается значение 25 МВт. В качестве малой генерации не рассматриваются существующие социальные источники тепла: муниципальные котельные и ТЭЦ с преимущественно тепловой нагрузкой, построенные начиная с середины XX века с технологическими особенностями того периода.

На 1 марта 2019 года доля малой генерации от суммарной установленной мощности электростанций энергосистемы Свердловской области оценивается примерно в 2%, при этом порядка 0,8% сосредоточено в муниципальном образовании «город Екатеринбург».

Перечень действующих и планируемых к вводу на территории Свердловской области электроустановок, относящихся к малой генерации, представлен в таблице 20.

Таблица 20

Перечень действующих и планируемых к вводу на территории Свердловской области электроустановок, относящихся к малой генерации

Но-мер стро-ки	Наименование	Собственник	Населенный пункт	Вид топлива	Мощ-ность (МВт)	Режим работы	Планируемый срок ввода
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ТЭЦ Синарского трубного завода	ОАО «Синарский трубный завод»	г. Каменск-Уральский	газ	24,0	параллельно с сетью	введена в 1977 году
2.	Богдановичская ТЭЦ	ОАО «Богдановичская генерирующая компания»	г. Богданович	газ	8,6	параллельно с сетью	введена в 2014 году

1	2	3	4	5	6	7	8
3.	ГТЭС АРП Арамиль	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	г. Арамиль	газ	4,0	параллельно с сетью. Без выдачи мощности во внешнюю сеть	введена в 2004 году
4.	ГТЭС-4 АРП Сысерть	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	г. Сысерть	газ	4,0	параллельно с сетью	введена в 2004 году
5.	Мини ТЭЦ ОАО «СУМЗ»	АО «Штарк Энерджи Екатеринбург»	г. Ревда	газ	21,5	параллельно с сетью. Без выдачи мощности во внешнюю сеть	введена в 2014 году
6.	ЦЭС «Металлургический завод им. А.К. Серова»	ПАО «Надежденский металлургический завод»	г. Серов	газ	18,0	параллельно с сетью	введена в 1934, 1936, 1943 годах
7.	Режевская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	г. Реж	газ	18,0	параллельно с сетью	введена в 2007 году
8.	Екатеринбургская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	г. Екатеринбург	газ	18,0	параллельно с сетью	введена в 2009 году
9.	Ревдинская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	г. Ревда	газ	24,0	параллельно с сетью	введена в 2017 году
10.	Верхотурская ГЭС	филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	г. Верхотурье	вода	7,0	параллельно с сетью	введена в 1949 году
11.	ТЭЦ-19	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	г. Екатеринбург		8,5		введена в 1961–1963 годах
12.	ТЭЦ Уральского турбомоторного завода	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	г. Екатеринбург		24		введена в 1942, 1963, 1964 годах
13.	ТЭЦ в г. Новоуральске	АО «Объединенная теплоэнергетическая компания»	г. Новоуральск		24,9		введена в 1996, 1997, 2018 годах
14.	ТЭЦ РТИ	ПАО «Уральский завод резиновых технических изделий»	г. Екатеринбург		6		введена в 2004 году
15.	Мини-ТЭЦ ПСЦМ АО «Уралэлектромедь»	АО «Уралэлектромедь»	г. Кировград		2,4		включена в установленную мощность с 01.12.2018
16.	Газопоршневая энергоустановка на газе, получаемом из органических отходов	ООО «Вирео Энерджи Урал»	г. Екатеринбург	газ	2,4	параллельно с сетью	планируется к вводу в 2019 году
17.	Энергоцентр АО «Уралэлектромедь»	АО «Уралэлектромедь»	г. Верхняя Пышма	газ	24	параллельная работа без выдачи в сеть	планируется к вводу в 2023 году
18.	ГПЭС АО «Уральская фольга»	АО «Уральская фольга»	г. Михайловск	газ	14,0	параллельно с сетью. Без выдачи мощности во	планируется к вводу в 2019 году

1	2	3	4	5	6	7	8
						внешнюю сеть	
19.	Мини-ТЭЦ ООО «Штарк Энерджи Серов»	ООО «Штарк Энерджи Серов»	г. Серов	газ	24,9	параллельная работа без выдачи в сеть	планируется к вводу в 2019 году
20.	мини-ТЭЦ	АО «НЛМК Урал»	г. Ревда	газ	6,5	параллельная работа без выдачи в электрическую сеть ОАО «МРСК Урала»	планируется к вводу в 2019 году

По данным проектных организаций, энергосервисных компаний и поставщиков оборудования, существует также множество объектов малой генерации единичной мощностью 200–600 кВт во внутренних сетях электроснабжения потребителей.

Текущая ситуация характеризуется тем, что малая генерация в Свердловской области наиболее интенсивно развивается на производственных объектах потребителей электрической энергии ввиду необходимости обеспечения энергетических потребностей производственного процесса в кратчайшие сроки и с минимальной себестоимостью. Для выработки электрической и тепловой энергии на электростанциях, относящихся к малой генерации, преимущественно используется углеводородное топливо (газ), в крупных котельных для выработки электрической энергии применяются в том числе редуцирующие установки. Электростанции, относящиеся к малой генерации, на основе возобновляемых источников энергии представлены незначительно, что обусловлено климатическими особенностями Свердловской области.

По итогам 2018 года среди основных центров развития малой генерации можно выделить муниципальное образование «город Екатеринбург», городской округ Первоуральск, город Нижний Тагил, город Каменск-Уральский и прилегающие к ним муниципальные образования, расположенные на территории Свердловской области, которые составляют основу экономического комплекса Свердловской области и отличаются опережающим развитием производства, наличием развитой энергетической инфраструктуры, мощных центров питания.

Большинство электростанций, относящихся к малой генерации, работает параллельно с энергосистемой Свердловской области с выдачей или без выдачи мощности в прилегающую электрическую сеть сетевых организаций, что для собственников таких электростанций обеспечивает наиболее эффективный технологический режим работы электростанции и высокие экономические показатели.

Технологические факторы развития малой генерации

С учетом существующего состояния электросетевой инфраструктуры Свердловской области, ее климатических особенностей и экономического развития можно провести анализ перспектив развития малой генерации в Свердловской

области. В качестве основных критериев, определяющих возможности увеличения доли малой генерации в суммарной установленной мощности энергосистемы Свердловской области, рассматриваются:

- 1) доступность электросетевой инфраструктуры, включая загрузку центров питания 35–110 кВ, а также необходимость электрификации удаленных районов;
- 2) наличие теплоэнергетической инфраструктуры и учета возможной потребности в низко- и среднетемпературном тепле для производственных нужд;
- 3) наличие и степень развития распределительных газовых сетей как основной топливной инфраструктуры;
- 4) возможность использования местных видов топлива в качестве альтернативной топливной инфраструктуры.

Наличие развитой электросетевой, теплоэнергетической и топливной инфраструктуры является одним из ключевых показателей развития Свердловской области.

Также на территории Свердловской области имеется ряд населенных пунктов, удаленных от сетей централизованного электроснабжения, с относительно малой численностью населения. Перечень населенных пунктов на территории Свердловской области, не охваченных централизованным электроснабжением, представлен в таблице 21. Подключение их к существующей электрической сети нецелесообразно по причине дороговизны, переселение жителей данных территорий невозможно в силу необходимости сохранения существующего жизненного уклада. В то же время повышение качества жизни населения предусмотрено Стратегией социально-экономического развития Свердловской области на 2016–2030 годы, утвержденной Законом Свердловской области от 21 декабря 2015 года № 151-ОЗ «О Стратегии социально-экономического развития Свердловской области на 2016–2030 годы». Энергоснабжение потребителей электрической энергии, расположенных на данных территориях, может быть организовано путем строительства электростанций, относящихся к малой генерации, на местных и локальных видах топлива с изолированным режимом работы и будет способствовать устойчивому развитию данных территорий.

Таблица 21

**Перечень населенных пунктов, расположенных на территории
Свердловской области, не охваченных централизованным
электроснабжением**

Номер строки	Населенный пункт	Наименование муниципального образования, расположенного на территории Свердловской области
1	2	3
1.	деревня Нижняя Ослянка	город Нижний Тагил
2.	село Еремино	Гаринский городской округ
3.	деревня Шантальская	

1	2	3	
4.	село Шабурово	Ивдельский городской округ	
5.	поселок Ликино		
6.	поселок Новый Вагиль		
7.	поселок Понил		
8.	поселок Митяево		
9.	поселок Нагорный		
10.	поселок Суеватпауль		
11.	поселок Хандыбина Юрта		
12.	поселок Юрта Курикова		
13.	поселок Юрта Анямова		
14.	поселок Бахтиярова Юрта		
15.	поселок Ушма		
16.	поселок Массавы		
17.	поселок Пакина		
18.	поселок Пристань		
19.	поселок Юркино		
20.	деревня Монастырка		город Каменск-Уральский
21.	поселок Калач		Махнёвское муниципальное образование
22.	поселок Зеленый Бор		городской округ Ревда
23.	село Кумарьинское	Туринский городской округ	

Важным критерием при выборе мест размещения генерации является наличие топливной инфраструктуры. В качестве основного вида топлива для выработки тепловой и электрической энергии в энергоустановках малой мощности применяется природный газ. На территории Свердловской области действуют несколько газораспределительных организаций, обслуживающих бытовых и промышленных потребителей Свердловской области: АО «Екатеринбурггаз», ГУП СО «Газовые сети», АО «ГАЗЭКС», ЗАО «Регионгаз-инвест», ОАО «Газпром газораспределение Екатеринбург». В соответствии с данными о зонах обслуживания производственных участков указанных газораспределительных компаний газовая инфраструктура не развита в Сосьвинском городском округе, Гаринском городском округе и Таборинском муниципальном районе, что, в свою очередь, исключает появление в этих муниципальных образованиях объектов малой генерации, работающих на природном газе. Следует отметить, что некоторые муниципальные образования, расположенные на территории Свердловской области, газифицированы частично. Развитие газовых сетей на территории Свердловской области определяется Генеральной схемой газоснабжения и газификации Свердловской области на период до 2015 года и перспективу до 2020 года, основные параметры которой одобрены постановлением Правительства Свердловской области от 08.08.2012 № 858-ПП «Об основных параметрах развития газоснабжения и газификации Свердловской области Генеральной схемы газоснабжения и газификации Свердловской области на период до 2015 года и перспективу до 2020 года».

Развитие малой генерации в зоне децентрализованного энергоснабжения целесообразно осуществлять за счет повышения эффективности использования местных энергоресурсов. Согласно Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р, строительство муниципальных объектов малой генерации, в том числе на основе возобновляемых источников энергии и альтернативных видов топлива, является одним из приоритетных направлений снижения энергодефицита и диверсификации источников энергии, которое позволяет обеспечить тепловой и электрической энергией отдаленные и труднодоступные районы.

Одним из таких перспективных направлений является использование отходов лесопромышленности. Крупнейшие предприятия лесопромышленности сосредоточены в Муниципальном образовании Алапаевское, Ивдельском, Новолялинском, Артинском, Ачитском городских округах, городском округе Красноуфимск. В качестве топлива для энергоустановок малой мощности могут служить опилки, щепа, стружка или дрова при использовании газогенератора, топливные брикеты из древесины, топливные пеллеты (гранулы).

В Гаринском городском округе, Тавдинском городском округе и Таборинском муниципальном районе перспектив для развития круглогодичных лесозаготовок нет, так как эксплуатационные запасы расположены среди болот и имеют низкую товарную производительность. Тем не менее в восточной части Свердловской области при развитии торфяного кластера целесообразно развитие малой когенерации на торфе. Наиболее крупные месторождения Свердловской области: Таборинское месторождение – 1780 млн. тонн, Гаринское месторождение – 1250 млн. тонн, Серовское месторождение – 840 млн. тонн, Туринское месторождение – 470 млн. тонн, Тавдинское месторождение – 460 млн. тонн. Разведанные запасы торфа в Свердловской области составляют более 5000 млн. тонн, в том числе балансовые запасы – более 1600 млн. тонн. Экологичное использование торфа требует внедрения современных технологий.

Отдельного внимания заслуживают муниципальные образования, входящие в перечень приоритетных и/или пилотных районов согласно стратегическим и программным документам развития Свердловской области. Так, в 2012 году были определены 9 муниципальных образований в качестве первоочередных для разработки схем теплоснабжения: городской округ Дегтярск, городской округ Верхотурский, Белоярский городской округ, Горноуральский городской округ, Каменский городской округ, Тавдинский городской округ, Талицкий городской округ, Ивдельский городской округ, Ирбитское муниципальное образование. Аналогично в рамках программы «Комплексное развитие северных территорий Свердловской области» на 2014–2020 годы, утвержденной распоряжением Правительства Свердловской области от 12.08.2014 № 993-РП «Об утверждении программы «Комплексное развитие северных территорий Свердловской области» на 2014–2020 годы», предполагается развитие энергетической инфраструктуры в муниципальных образованиях, расположенных севернее южной границы городского округа Верхотурский. Данные районы Свердловской области имеют

невысокие экономические показатели, поэтому электрификацию и теплофикацию территорий целесообразно проводить за счет развития муниципальных объектов когенерации.

Карта районирования Свердловской области по условиям развития топливной инфраструктуры и перспективного теплоснабжения представлена на рисунке 22.

Экономические факторы развития малой генерации

Объекты малой генерации развиваются в основном вблизи крупнейших областных экономических и в частности промышленных центров, где наблюдается устойчивый спрос на электрическую и тепловую энергию: г. Екатеринбург, Первоуральск, Нижний Тагил, Каменск-Уральский. Уровень развития промышленного производства является одним из основных критериев, позволяющих оценить вероятность перспективного развития объектов малой генерации в муниципальных образованиях, расположенных на территории Свердловской области. Другой критерий связан с закрытием и модернизацией устаревшего производства, разделением предприятия на несколько промплощадок. Малая генерация востребована для энергоснабжения складов, баз и транспортно-логистических центров.

В качестве мест перспективного размещения малой генерации следует также рассматривать городские округа, проявляющие среднюю экономическую активность: городской округ Ревда, Верхнесалдинский городской округ. Эффективной показала себя малая генерация для энергоснабжения агропромышленных комплексов и предприятий, что актуально для аграрных районов Предуралья и Зауралья.

Таким образом, начиная с 2010 года в Свердловской области, как и в других развитых регионах Российской Федерации, был реализован ряд успешных проектов по внедрению малой генерации. Обобщенная статистика позволяет классифицировать хозяйствующие субъекты, для нужд которых выполнялось внедрение объектов малой генерации, с учетом их электрической и тепловой мощности.

Типы хозяйствующих субъектов, потенциально заинтересованных в установке собственной малой генерации, приведены в таблице 22. Потенциальная география размещения малой генерации приведена на рисунке 23.

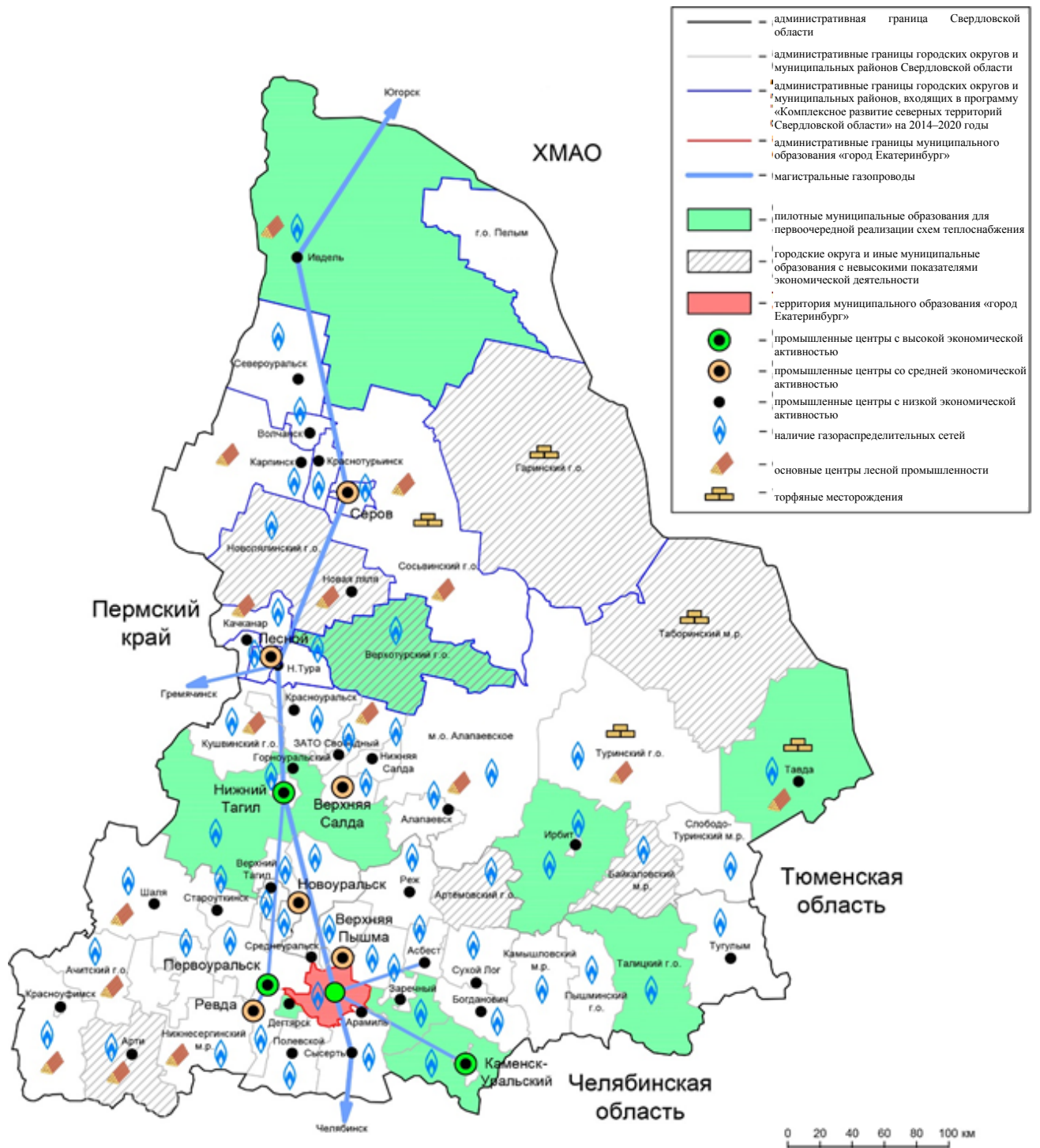


Рис. 22. Районирование Свердловской области по условиям развития топливной инфраструктуры и перспективного теплоснабжения. Рейтинг городских округов и доступность энергоносителей

**Типы хозяйствующих субъектов, потенциально заинтересованных в
установке собственной малой генерации**

Но- мер стро- ки	Обоз- наче- ние*	Цвет*	Мощность (МВт)		Вид экономической деятельности. Назначение малой генерации
			электрическая	тепловая	
1.			Горнодобывающая промышленность		
2.	1		16–25	16–50	земляные работы, добыча полезных ископаемых
3.			Металлургический комплекс		
4.	2.1		4,5–6	4,5–10	металлообработка
5.	2.2		14–22	14–45	черная и цветная металлургия
6.			Машиностроение и приборостроение		
7.	3.1		1–2	1–2	машиностроение, приборостроение
8.	3.2		4,5–6	4,5–12	комплексное машиностроение
9.	3.3		10–20	10–30	тяжелое машиностроение
10.			Энергетика		
11.	4		6–18	6–36	энергоснабжение жилых и офисных массивов, собственных нужд котельных
12.			Газовая промышленность		
13.	5.1		1,7–4	1,7–5	собственные нужды ЛПУ и подразделений, утилизация газа
14.	5.2		4–10	4–15	газовые компрессоры, газоперекачка
15.			Производство материалов		
16.	6.1		0,5–1	0,5–1	инновационные материалы, малая химия
17.	6.2		4–12	4–24	конструкционные и отделочные материалы
18.	6.3		16–25	16–50	строительные материалы
19.			Транспорт и логистика		
20.	7		0,5–2,5	1–15	транспортно-логистические центры, торговые базы
21.			Лесохимический комплекс		
22.	8.1		0,5–1**	0,5–1**	лесопильная и деревообрабатывающая отрасли
23.	8.2		1–2	1–4	лесохимическая отрасль
24.			Аграрно-промышленный комплекс		
25.	9.1		1–4	1–8	птицефабрики, мясные, молочные и хлебные заводы
26.	9.2		4,5–9	4,5–18	тепличные хозяйства
27.			Переработка и утилизация отходов		
28.	10		0,5–1	0,5–1	переработка и утилизация отходов
29.			Легкая промышленность		
30.	11		0,5–2	1–2	легкая промышленность

* На рисунке 23.

** В том числе на местных и локальных видах топлива.

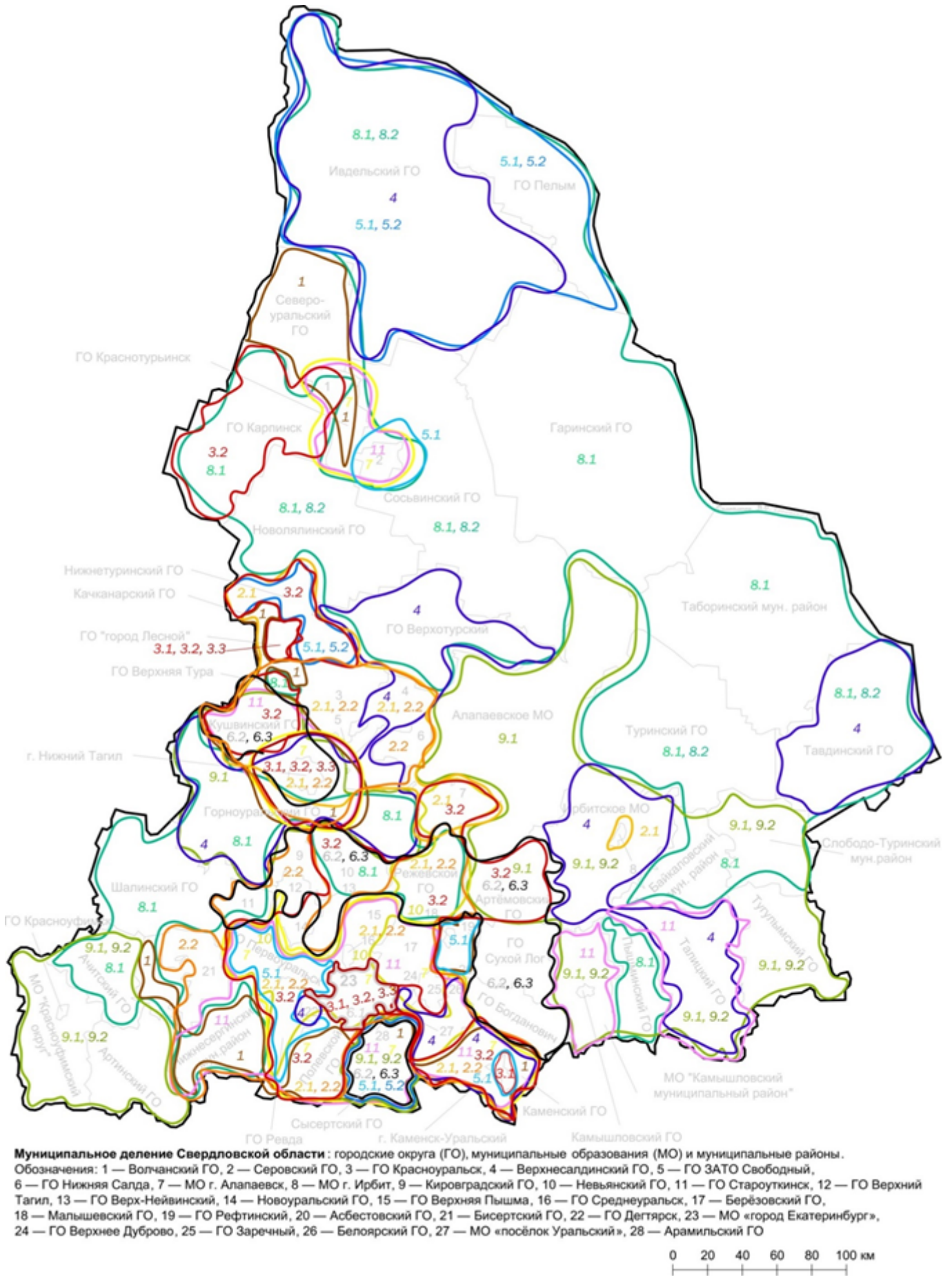


Рис. 23. География возникновения новых объектов малой генерации на период 2019–2023 годов

Энергетика на основе возобновляемых источников энергии

На территории Свердловской области протекает более 18 тысяч рек. Имеется более 100 водоемов с объемом воды выше 1 млн. куб. м, большая часть из них имеет регулируемый водосброс. Гидрологический потенциал характеризуется следующими особенностями:

- 1) наличие рек с большими дебитами и малыми перепадами высот по длине русла;
- 2) наличие рек с малыми дебитами и значительными перепадами высот;
- 3) наличие большого количества искусственных водоемов (прудов) с регулируемым водосбросом небольшой высоты (2–10 м);
- 4) значительная годовая неравномерность дебита рек.

Указанные факторы требуют детального обоснования использования энергии рек.

В целом по Свердловской области существующий гидрологический потенциал оценивается экспертами на уровне 300 МВт, в том числе на 12 существующих гидротехнических сооружениях возможна установка электростанций мощностью более 1 МВт (р. Сосьва – г. Серов, р. Тура – г. Верхняя Тура, р. Исеть – г. Каменск-Уральский).

Научные разработки последних лет по совершенствованию энергетической техники для мини-ГЭС и микроГЭС позволяют ставить вопрос о восстановлении заброшенных мини-ГЭС Свердловской области (Верхне-Сысертская, Алапаевская, Афанасьевская, Ирбитская, Речкаловская) и сооружении ряда новых мини-ГЭС и микроГЭС.

Свердловская область характеризуется достаточно неравномерным распределением ветровых потоков по территории. Данные по среднегодовой и среднемесячной скорости ветра для ряда мест на территории Свердловской области приведены в таблице 23.

Таблица 23

Среднегодовая и среднемесячная скорость ветра для ряда мест на территории Свердловской области

Номер строки	Место наблюдения	Средняя скорость ветра (м/с)
1.	Город Екатеринбург	3,8
2.	Город Верхотурье	3
3.	Поселок Гари	3
4.	Город Ивдель	2,5
5.	Город Нижний Тагил	3,6
6.	Гора Благодать	5,8

К зонам высоких ветров могут быть отнесены вершины отрогов Уральского хребта (гора Благодать, гора Качканар, гора Магнитная), где среднегодовая скорость ветра находится на уровне 5,5–10 м/с, и прилегающие с севера к Свердловской области возвышенности, где среднегодовая скорость ветра оценивается на уровне 6–12 м/с.

Существующие технологии получения биогаза из отходов животноводства для Свердловской области позволяют сделать оценку объема производства биогаза – 1000 куб. м/сут., что соответствует экономии органического топлива в 370 тыс. т.у.т./год. Несмотря на кажущуюся незначительность этой экономии, сооружение биогазовых станций на площадках крупных животноводческих хозяйств является целесообразным.

Основными препятствиями для внедрения объектов малой энергетики на основе альтернативных и возобновляемых источников энергии являются:

- 1) значительные капиталовложения на единицу установленной мощности (все источники альтернативной и возобновляемой энергии);
- 2) высокая обеспеченность региона привозным ископаемым топливом, отлаженность транспортных и других связей;
- 3) относительно низкий потенциал источников альтернативной энергии в регионе (солнце, ветер).

Для преодоления существующих препятствий развития малой энергетики на территории Свердловской области рекомендуется:

- 1) создание региональной концепции развития малой энергетики на территории Свердловской области, направленной на повышение эффективности работы электро- и теплоэнергетического комплекса Свердловской области с учетом специфики региона за счет развития когенерации, местных и возобновляемых источников топлива. В основу концепции необходимо заложить системные принципы, обеспечивающие гармоничное развитие малой энергетики Свердловской области;

- 2) разработка в рамках концепции технико-экономических критериев целесообразности строительства объектов малой генерации. Данные критерии необходимо разработать для всех видов использования первичных энергоресурсов (привозное органическое топливо, местное топливо, возобновляемые ресурсы).

На основании разработанных и утвержденных критериев целесообразности создания объектов генерации формируются целевые показатели развития объектов малой генерации в Свердловской области с указанием приоритетных направлений развития и конкретных проектов в сфере малой энергетики, обеспечивающих существенное повышение эффективности энергетического комплекса Свердловской области;

- 3) формирование исходя из принципов надежности функционирования электросетевого комплекса перечня обоснованных стандартных технических требований при технологическом присоединении объектов малой генерации на параллельную работу с энергосистемой. Разработка и исполнение со стороны сетевых организаций региона таких требований значительно повысит прозрачность процесса технологического присоединения и увеличит интерес потребителей и

сторонних инвесторов к развитию проектов малой энергетики на территории Свердловской области;

4) реализация пилотных проектов систем автономного электроснабжения удаленных территорий, в том числе на местных и локальных видах топлива, а также комбинированных с ВИЭ, с целью повышения надежности и качества энергоснабжения;

5) создание научно-образовательной базы для подготовки квалифицированных кадров, компетентных в области проектирования и эксплуатации малой генерации, а также ее интеграция в энергосистему Свердловской области;

6) создание нормативно-правовых основ, способствующих требуемому характеру функционирования малой генерации на территории Свердловской области.

Раздел 5. Основные направления развития электроэнергетики Свердловской области

Глава 25. Основные цели и задачи развития электроэнергетики Свердловской области

Основной целью развития Свердловской области является достижение лидирующего положения в экономике, промышленности и социальной сфере.

Развитие электроэнергетики Свердловской области должно быть направлено на достижение следующих целей:

1) достижение целевых показателей энергокомфорта населения Свердловской области;

2) обеспечение развития производственного потенциала Свердловской области в долгосрочной перспективе, в том числе энергоемких отраслей экономики;

3) повышение конкурентоспособности экономики Свердловской области;

4) рост производительности труда в электроэнергетике в 1,5 раза до 2020 года;

5) включение научно-производственного потенциала региона в технологическое развитие электроэнергетики;

6) минимизация затрат на энергоснабжение потребителей Свердловской области;

7) достижение целевых показателей Концепции экологической безопасности Свердловской области на период до 2020 года;

8) увеличение доли малой генерации и возобновляемых источников энергии в энергетике Свердловской области.

Для реализации целей развития энергетики Свердловской области необходимо решить следующие задачи:

1) разработка целевых показателей энергокомфорта как составляющих показателя качества жизни и способов их достижения;

2) разработка мер по преобразованию энергетики в инфраструктуру, стимулирующую развитие Свердловской области (модернизация и замена

морально устаревшего оборудования, внедрение энергетически и экономически эффективных технологий и иное);

3) создание высокопроизводительных рабочих мест и модернизация существующих рабочих мест в электроэнергетическом комплексе Свердловской области;

4) разработка механизмов вовлечения научно-производственного потенциала Свердловской области в технологическое развитие электроэнергетики;

5) определение оптимальных границ развития систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения;

6) разработка и реализация мер по достижению целевых показателей Концепции экологической безопасности Свердловской области на период до 2020 года;

7) уточнение целесообразности использования местных топливно-энергетических ресурсов Свердловской области через комплекс показателей социально-экономической, экологической, энергетической эффективности и энергобезопасности.

Глава 26. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Свердловской области на пятилетний период

Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по энергосистеме разработан на базе фактических показателей потребления электрической энергии и мощности за последние годы с учетом анализа имеющейся информации о поданных заявках и утвержденных технических условиях, а также заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям. При разработке прогноза использованы сведения о максимальной мощности присоединяемых энергопринимающих устройств, сроках ввода их в эксплуатацию, а также о характере нагрузки (вид деятельности хозяйствующего субъекта), позволяющие оценить распределение прироста потребности в электрической энергии по видам экономической деятельности и годам прогнозирования.

Формирование долгосрочного прогноза потребления электрической мощности осуществляется в условиях отсутствия метеорологических прогнозов для рассматриваемого периода прогнозирования. Статистический анализ фактических периодов максимальных нагрузок энергосистем позволяет сделать вывод, что максимум потребления мощности достигается в ОЗП при существенном снижении температуры наружного воздуха относительно среднесезонных значений.

С учетом изложенного формирование прогнозного максимума потребления мощности осуществляется для средних температурных условий прохождения максимума потребления мощности в базовом периоде (несколько лет, предшествующих дате формирования прогноза). Это позволяет сформировать статистически корректные прогнозные значения максимумов потребления мощности энергосистемы.

Прогноз спроса на электрическую энергию энергосистемы Свердловской области на период с 2019 по 2024 год приведен в таблице 24. Прогноз потребления электрической энергии показан на рисунке 24.

Таблица 24

Прогноз спроса на электрическую энергию

Номер строки	Период	Факт	Прогноз					
		2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1.	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	43 489,6	43 544,0	44 190,0	44 477,0	44 811,0	45 009,0	45 308,0
2.	Абсолютный прирост потребления электрической энергии (по отношению к предшествующему году), млн. кВт·ч	617,5	54,4	646,0	287,0	334,0	198,0	299,0
3.	Темпы прироста потребления электрической энергии (по отношению к предшествующему году), процентов	1,4	0,1	1,5	0,7	0,8	0,4	0,7

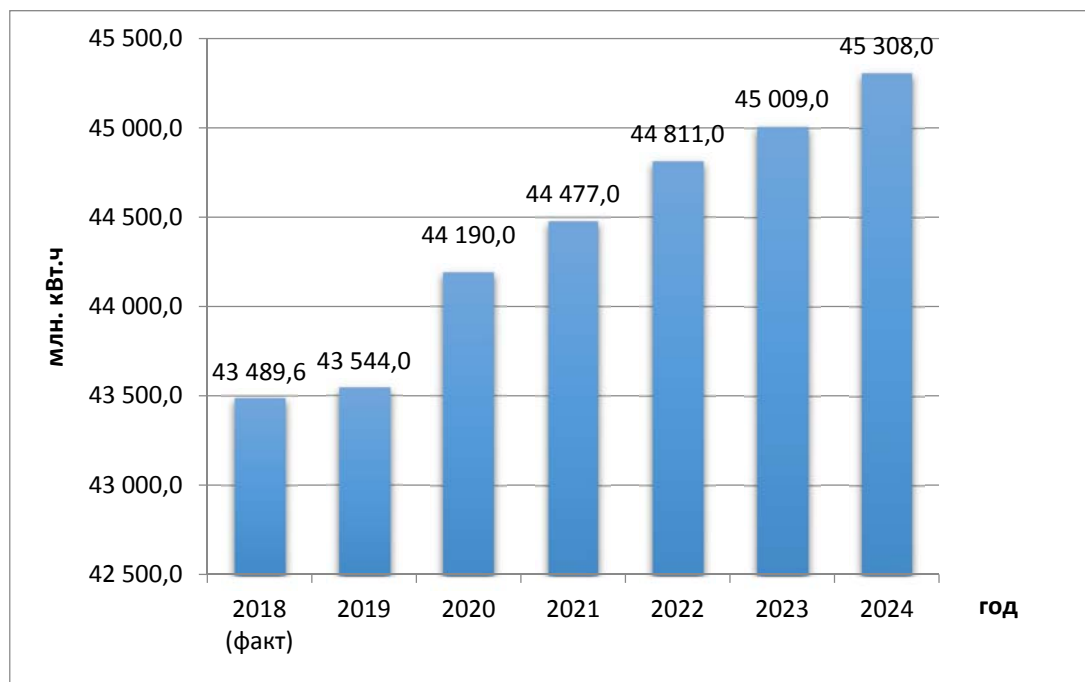


Рис. 24. Прогноз потребления электрической энергии Свердловской области

В соответствии с выполненным прогнозом максимумов потребления мощности на период до 2024 года максимальное потребление мощности энергосистемы составит 6752 МВт на этап 2024 года, что выше уровня фактического максимального потребления мощности, зафиксированного в 2018 году на 6,3%.

Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Свердловской области на период с 2019 по 2024 год приведены в таблице 25. Прогноз максимумов потребления мощности показан на рисунке 25.

Таблица 25

Прогноз максимума потребления мощности

Номер строки	Период	Факт	Прогноз					
			2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1.	Максимум потребления мощности, МВт	6349	6492	6573	6635	6688	6721	6752
2.	Абсолютный прирост максимума потребления мощности (по отношению к предшествующему году), МВт	-111	143	81	62	53	33	31
3.	Темпы прироста (по отношению к предшествующему году), процентов	-1,7	2,3	1,2	0,9	0,8	0,5	0,5

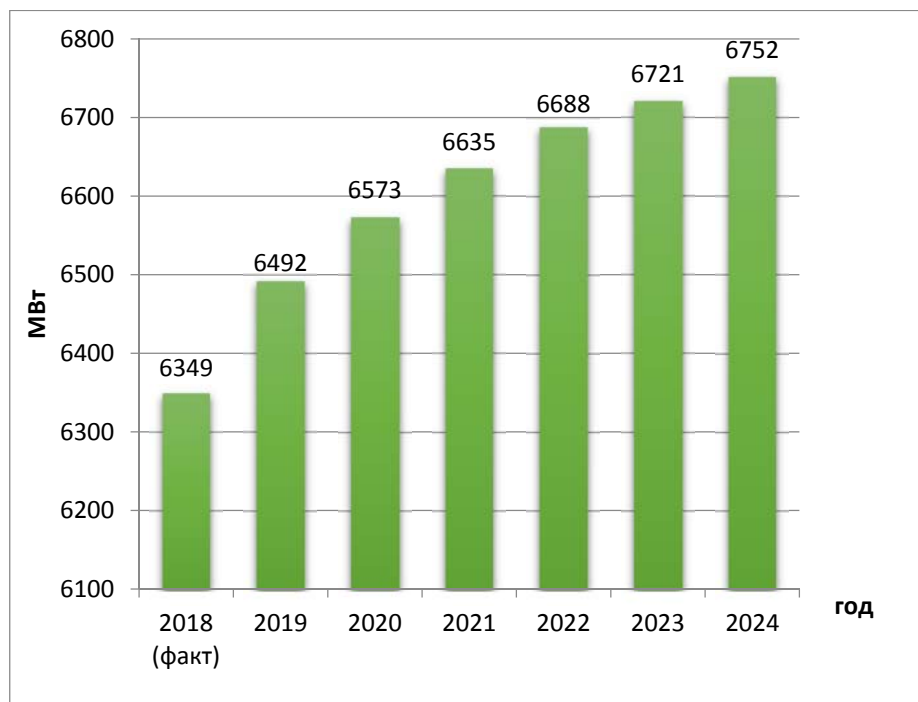


Рис. 25. Прогноз максимумов потребления мощности

Глава 27. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Свердловской области

Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей в период с 2019 по 2024 год сформированы на основании предложений генерирующих компаний, направленных на разработку схемы и программы развития ЕЭС России на 2019–2025 годы. Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования соответствуют обязательному условию, при котором вывод из эксплуатации генерирующего оборудования не приводит к:

- 1) выходу параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений;
- 2) нарушению устойчивости режима работы ЕЭС России (ее части);
- 3) угрозе жизни и здоровью людей или повреждению линий электропередачи, оборудования;
- 4) возникновению недостатка электрической энергии (электрической мощности) в ЕЭС России, определяемого как превышение спроса на электрическую энергию (электрическую мощность) и резервов, необходимых для надежного обеспечения нормального режима энергосистемы, над предложением электрической энергии (электрической мощности) за определенный временной период с учетом перетоков электрической энергии (электрической мощности) из внешних энергосистем.

Планируемый объем выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Свердловской области в период с 2020 по 2024 год составит 275 МВт (2,6% от величины установленной мощности).

Объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования по энергосистеме Свердловской области приведены в приложении № 7 к настоящим схеме и программе развития.

Перечень генерирующего оборудования, по которому выданы заключения Министерства энергетики Российской Федерации о возможности вывода из эксплуатации, приведен в таблице 26.

**Перечень генерирующего оборудования, по которому выданы заключения
Министерства энергетики Российской Федерации**

Но- мер стро- ки	Электростанция	Стан- цион- ный номер	$P_{уст}$ (МВт)	Год выпуска	Разрешенная дата вывода из эксплуатации (по заключению Министерства энергетики Российской Федерации)	Реквизиты письма/приказа Министерства энергетики Российской Федерации
1.	Верхнетагильская ГРЭС	9	205	1961	01.01.2018	приказ от 26.09.2016 № 997
		10	205	1962	01.01.2018	
		11	205	1963	01.01.2018	
2.	Екатеринбургская ГТ ТЭЦ	1	9	2004	01.09.2016	приказ от 19.08.2014 № 542
		2	9	2004	01.09.2016	
3.	Режевская ГТ ТЭЦ	1	9	2002	20.08.2016	приказ от 19.08.2014 № 542
		2	9	2002	20.08.2016	
4.	Красногорская ТЭЦ	2	17	1937	01.01.2012	письмо от 26.12.2011 № АШ-12882/10
		9	17	1938	01.01.2012	
		1	14	1936	01.01.2014	письмо от 16.12.2011 № АШ-12456/10
		4	14	1940	01.01.2014	
		6	25	1940	01.01.2014	
		10	20	1955	01.01.2015	письмо от 05.09.2012 № МК-8136/10
5.	Богословская ТЭЦ	1	20	1931	01.01.2014	письмо от 16.12.2011 № АШ-12456/10
		2	20	1935	01.01.2014	
		3	10	1946	01.01.2014	
		6	33	1952	01.01.2015	письмо от 05.09.2012 № МК-8135/10
		7	41	1945	01.01.2015	
		8	6	1955	01.01.2015	
6.	Свердловская ТЭЦ	5	12	1954	01.01.2015	письмо от 05.09.2012 № МК-8138/10

Планируемые вводы генерирующего оборудования

Вводы объектов по производству электрической энергии мощностью 25 МВт и более в энергосистеме Свердловской области до 2024 года не предусматриваются.

В период до 2024 года планируется перемаркировка существующего генерирующего оборудования с суммарным увеличением установленной мощности по энергосистеме на 10 МВт.

Объемы и структура перемаркировки генерирующего оборудования по энергосистеме Свердловской области приведены в приложении № 8 к настоящим схеме и программе развития.

До 2024 года с учетом перемаркировки генерирующего оборудования и выводов генерирующего оборудования установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области снизится на 265 МВт и составит 10 302,64 МВт. Изменение установленной мощности энергосистемы Свердловской области с учетом указанных критериев показано в таблице 27.

Также в рамках реализации технических условий на технологическое присоединение объектов генерации в 2019–2024 годах на территории Свердловской области планируется осуществить:

1) ввод в работу мини-ТЭЦ АО «НЛМК-Урал» в 2019 году в составе двух генераторов суммарной установленной мощностью 6,5 МВт;

2) ввод в работу ТГ-6 ТЭЦ Синарского трубного завода в 2019 году установленной мощностью 12 МВт, а также перемаркировку ТГ-4 и ТГ-5 с уменьшением установленной мощности каждого генератора с 12 МВт до 6 МВт;

3) ввод в работу ТЭС АО «Уральская фольга» в 2019 году в составе семи генераторов суммарной установленной мощностью 14 МВт;

4) ввод в работу мини-ТЭЦ ООО «Штарк Энерджи Серов» в 2019 году в составе пяти генераторов суммарной установленной мощностью 24,9 МВт;

5) ввод в работу ТЭС энергоцентр АО «Уралэлектромедь» в 2023 году в составе трех генераторов суммарной установленной мощностью 24 МВт.

Таблица 27

Изменение установленной мощности с учетом объемов ввода и вывода генерирующего оборудования по основным объемам

Но- мер стро- ки	Электростанция	Р _{уст.} (на 01.03.2019) (МВт)	Установленная мощность (МВт)					
			2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Академическая ТЭЦ	228	228	228	228	228	228	228
2.	Белоярская АЭС	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485
3.	Богдановичская ТЭЦ	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
4.	Богословская ТЭЦ*	135,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5

* Срок вывода из эксплуатации определен приказом Министерства энергетики Российской Федерации с использованием максимальной отсрочки, предусмотренной Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации», исходя из недопущения последствий, установленных пунктом 31 указанных Правил. Для вывода из эксплуатации требуется выполнение замещающих мероприятий. В инвестиционных программах субъектов электроэнергетики указанные мероприятия отсутствуют.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5.	Верхнетагильская ГРЭС	1062,15	1062,15	1072,15	1072,15	1072,15	1072,15	1072,15
6.	Верхотурская ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
7.	ГТЭС АРП Арамиль	4	4	4	4	4	4	4
8.	ГТЭС-4 АРП Сысерть	4	4	4	4	4	4	4
9.	Екатеринбургская ГТ ТЭЦ	18	0	0	0	0	0	0
10.	Качканарская ТЭЦ	50	50	50	50	50	50	50
11.	Красногорская ТЭЦ	121	121	14	14	14	14	14
12.	Мини-ТЭЦ ОАО «СУМЗ»	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
13.	Невьянская ТЭС	26,19	26,19	26,19	26,19	26,19	26,19	26,19
14.	Нижнетуринская ГРЭС	484	484	484	484	484	484	484
15.	Ново-Свердловская ТЭЦ	557	557	557	557	557	557	557
16.	Первоуральская ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
17.	Ревдинская ГТ ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
18.	Режевская ГТ ТЭЦ	18	0	0	0	0	0	0
19.	Рефтинская ГРЭС	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800
20.	Свердловская ТЭЦ	24	12	12	12	12	12	12
21.	Серовская ГРЭС	451	451	451	451	451	451	451
22.	ТЭЦ Синарского трубного завода	24	24	24	24	24	24	24
23.	Среднеуральская ГРЭС	1578,5	1578,5	1578,5	1578,5	1578,5	1578,5	1578,5
24.	ТЭЦ 19	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
25.	ТЭЦ ВИЗа	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5
26.	ТЭЦ НТМК	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9
27.	ТЭЦ РТИ	6	6	6	6	6	6	6
28.	ТЭЦ Уральского трубномоторного завода	24	24	24	24	24	24	24
29.	ТЭЦ УВЗ	108	108	108	108	108	108	108
30.	ТЭЦ в г. Новоуральске	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
31.	ЦЭС «Металлургический завод им. А.К. Серова»	18	18	18	18	18	18	18
32.	Мини-ТЭЦ ПСЦМ АО «Уралэлектро-медь»	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
33.	Всего	10 567,64	10 399,64	10 302,64	10 302,64	10 302,64	10 302,64	10 302,64
34.	в том числе:							
35.	АЭС	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485
36.	ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
37.	ТЭС	9075,64	8907,64	8810,64	8810,64	8810,64	8810,64	8810,64

**Глава 28. Оценка перспективной балансовой ситуации
(по электрической энергии и мощности) на пятилетний период**

Балансы электрической энергии и мощности по энергосистеме Свердловской области составлены для варианта развития генерирующих мощностей с вводами, выводами и перемаркировками генерирующего оборудования по основному объему. При формировании перспективного баланса электрической энергии энергосистемы Свердловской области потребность в производстве электрической энергии определяется с учетом прогнозных объемов потребления электрической энергии на территории региональной энергосистемы и сальдо-перетоков с соседними энергосистемами. Прогноз спроса на электрическую энергию в энергосистеме Свердловской области приведен в таблице 28.

Таблица 28

**Прогноз спроса на электрическую энергию в энергосистеме
Свердловской области**

Номер строки	Наименование показателя	2018 год (отчет)	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1.	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	43 489,6	43 544,0	44 190,0	44 477,0	44 811,0	45 009,0	45 308,0
2.	Производство, млн. кВт·ч	54 800,6	52 956,0	54 258,3	55 206,7	56 026,1	56 642,1	57 032,8
3.	в том числе:							
4.	АЭС	8838,2	10 018,1	10 395,0	10 395,0	10 339,6	10 272,9	10 395,0
5.	ГЭС	19,8	21,2	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
6.	ТЭС	45 942,5	42 917,2	43 844,3	44 792,7	45 667,5	46 350,2	46 618,8
7.	Перетоки, млн. кВт·ч	-11 311,0	-9 412,5	-10 068,3	-10 729,7	-11 215,1	-11 633,1	-11 724,8

Прогнозный баланс мощности по энергосистеме Свердловской области приведен в таблице 29.

Прогнозный баланс мощности по энергосистеме Свердловской области

Номер строки	Наименование показателя	2018 год (отчет)	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1.	Собственный максимум потребления мощности, МВт	6349,0	6492,0	6573,0	6635,0	6688,0	6721,0	6752,0
2.	Покрытие (установленная мощность), МВт	10 567,6	10 399,6	10 302,6	10 302,6	10 302,6	10 302,6	10 302,6
3.	в том числе:							
4.	АЭС	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485
5.	ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
6.	ТЭС	9075,6	8907,6	8810,6	8810,6	8810,6	8810,6	8810,6

Как и до 2018 года, энергосистема Свердловской области до 2024 года останется избыточной как по мощности, так и по электрической энергии. Наличие дополнительной резервной мощности может служить базой для реализации генерирующими компаниями программ по выводу из эксплуатации неэффективного и выработавшего свой ресурс генерирующего оборудования, а также для надежного функционирования энергосистемы в условиях формирующегося конкурентного рынка мощности и электрической энергии.

Глава 29. Перечень основных перспективных потребителей

Перечень крупных перспективных потребителей энергосистемы Свердловской области согласно действующим договорам об осуществлении технологического присоединения в период 2020–2024 годов приведен в приложении № 5 к настоящему схеме и программе развития.

Кроме этого, по состоянию на 1 марта 2019 года на территории г. Екатеринбурга имеются планы по реализации следующих крупных инвестиционных проектов в различных отраслях промышленности, объем инвестиций в которые может составлять более 10 млрд. рублей (указанные планы в настоящее время не подтверждены заявками на технологическое присоединение, а также действующими техническими условиями на технологическое присоединение, соответственно, не учитываются в прогнозных балансах мощности и электрической энергии).

1. Инвестиционные проекты «Контур-Парк» и «Научно-производственный центр СКБ Контур», реализуемые АО «Производственная фирма «СКБ Контур» (далее – АО «ПФ «СКБ Контур»), реализация которых планируется на территории поселка Широкая речка Верх-Исетского района г. Екатеринбурга. Срок реализации инвестиционных проектов составляет 18 лет в период с 2017 по 2035 год.

2. Инвестиционный проект ОАО «Особая экономическая зона «Титановая долина» (далее – ОЭЗ «Титановая долина») по созданию производственной промышленной площадки «Уктус» в г. Екатеринбурге.

На базе имущественного комплекса аэропорта «Уктус» в г. Екатеринбурге на территории общей площадью 97 га создается вторая очередь ОЭЗ «Титановая долина», срок реализации проекта – с 2018 по 2059 год. В отношении площадки «Уктус» ОЭЗ «Титановая долина» утвержден проект планировки территории, предусмотрены коридоры инженерных сетей. Координатором реализации инвестиционного проекта является Министерство инвестиций и развития Свердловской области.

В рамках реализации проекта на территории площадки «Уктус» завершено строительство корпуса по локализации сборки самолетов Л–410, в дальнейшем дополнительно планируется запустить промышленный объект композитного производства (завершены проектные работы). Оба объекта создаются для выполнения заказа Министерства обороны Российской Федерации.

Кроме этого, планируются к реализации следующие крупные инвестиционные проекты, в том числе включенные в Перечень инвестиционных проектов, имеющих стратегическое значение для социально-экономического развития Свердловской области:

1) инвестиционный проект ООО «ГРС Урал» по организации производства металлообрабатывающего оборудования.

Инвестиционная площадка расположена на территории офисно-складского комплекса LOGOPARK в районе Ново-Свердловской ТЭЦ, срок реализации инвестиционного проекта – с 2016 по 2025 год. Проект ориентирован на создание импортозамещающего производства металлообрабатывающего оборудования, координатором реализации проекта является Министерство промышленности и науки Свердловской области;

2) инвестиционный проект ООО «Терминал Чкаловский» по строительству складского комплекса.

Инвестиционная площадка расположена на территории Юго-Восточного промышленного узла Чкаловского района г. Екатеринбурга на пересечении автодорог Екатеринбург – международный аэропорт «Кольцово» и Екатеринбургской кольцевой автомобильной дороги. Инвестиционным проектом предусмотрено строительство торгово-складской площади класса А (332 500 кв. м). Срок реализации проекта – с 2015 по 2023 год. Координатором реализации инвестиционного проекта является Министерство транспорта и дорожного хозяйства Свердловской области;

3) инвестиционный проект ПАО «Аэропорт Кольцово» по строительству и реконструкции аэропорта «Кольцово» в г. Екатеринбурге.

Срок реализации проекта – с 2005 по 2025 год;

4) инвестиционный проект по строительству трамвайной ветки г. Екатеринбург – г. Верхняя Пышма.

Проект реализует ООО «УГМК-Холдинг» совместно с Администрацией г. Екатеринбурга и администрацией городского округа Верхняя Пышма. Цель проекта – обеспечение качественным общественным транспортом и транспортной инфраструктурой жителей вновь строящихся жилых микрорайонов Орджоникидзевогo района г. Екатеринбурга.

В рамках инвестиционного проекта предусматривается размещение линейного объекта электроснабжения – электротяговой подстанции в границах городского округа Верхняя Пышма. Схема и параметры объектов представлены в проекте планировки, размещенном на официальном сайте городского округа Верхняя Пышма в информационно-коммуникационной сети «Интернет»: mouvr.ru (раздел «Транспорт»);

5) инвестиционный проект ООО «Ролси» по созданию агропродовольственного кластера в г. Екатеринбурге.

Срок реализации проекта – с 2016 по 2019 год. Инвестиционная площадка расположена на 11 км Серовского тракта в г. Екатеринбурге. Целью реализации инвестиционного проекта является создание условий для организации первичной обработки овощной и молочной продукции для дальнейшей реализации, а также организации торговых мест для производителей сельскохозяйственной продукции;

6) инвестиционный проект АО «СМАК» по строительству хлебокомбината.

Срок реализации проекта – с 2018 по 2020 год. Инвестиционная площадка расположена в Октябрьском районе г. Екатеринбурга. В ходе реализации инвестиционного проекта планируется увеличение производственных мощностей в два раза, что позволит осуществлять выпуск продукции более 200 тонн в сутки.

В настоящее время инвестиционный проект АО «СМАК» еще не включен в Перечень инвестиционных проектов, имеющих стратегическое значение для социально-экономического развития Свердловской области, на 2019 год;

7) инвестиционный проект комплексного освоения территории планировочного района «Академический» в г. Екатеринбурге, реализуемый ЗАО «РСГ-Академическое», ФГБУ «Уральское отделение Российской академии наук», ЗАО «Корпорация «Атомстройкомплекс», ЗАО «ЛСР» Недвижимость Урал». Сроки реализации инвестиционного проекта – с 2007 по 2026 год. Проект включает в себя создание на юго-западе г. Екатеринбурга нового жилого района, обустроенного дорожно-транспортной сетью, инженерными коммуникациями, социальной инфраструктурой. Координатором реализации проекта является Министерство строительства и развития инфраструктуры Свердловской области;

8) инвестиционный проект «Жилой район «Солнечный», реализуемый ЗАО «Форум-групп». Сроки реализации проекта – с 2013 по 2029 год. Инвестиционный проект включает в себя комплексное развитие территории района «Солнечного», расположенного в Чкаловском районе г. Екатеринбурга, обеспечивает доступность жилья для семей со средним достатком. Координатором реализации проекта является Министерство строительства и развития инфраструктуры Свердловской области;

9) инвестиционный проект по строительству Екатеринбургского Логистического почтового центра, реализуемый ФГУП «Почта России». Сроки реализации проекта – с 2019 по 2021 год. Проект направлен на оптимизацию логистики на основе передовых технологий, сокращение времени обработки и доставки почты. Инвестиционная площадка расположена на улице Бахчиванджи в районе аэропорта «Кольцово» г. Екатеринбурга. Координатором реализации проекта является Департамент информатизации и связи Свердловской области;

10) строительство ледовой арены в квартале ул. 8 Марта – Куйбышева – Розы Люксембург – Декабристов. Срок реализации проекта – 2023 год;

11) строительство многофункционального биатлонного комплекса на Московском тракте. Срок реализации 1 этапа строительства – 2023 год;

12) инвестиционный проект «Создание Уральской высокоскоростной железнодорожной магистрали Челябинск – Екатеринбург (УВСМ)». Год выхода на проектную мощность – 2034;

13) инвестиционный проект по строительству транспортно-логистического центра в районе поселка Первомайского Сысертского городского округа Свердловской области (ТЛЦ «Екатеринбург»). Год выхода на проектную мощность – 2035.

Глава 30. Развитие электрических сетей на территории Свердловской области 110 кВ и выше

Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Свердловской области в период 2020–2024 годов будет связано с решением следующих задач, направленных на повышение эффективности функционирования энергосистемы:

1) обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии;

2) обеспечение допустимых параметров электроэнергетических режимов для энергорайонов, отнесенных к «узким» местам энергосистемы;

3) обеспечение надежного электроснабжения существующих потребителей при выводе из эксплуатации электросетевого оборудования и устройств РЗА;

4) обновление электросетевого оборудования, связанное с его неудовлетворительным состоянием.

Предложения по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше на период 2020–2024 годов сформированы на основе анализа существующего состояния и прогноза изменений схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации в энергосистеме Свердловской области на перспективу, результатов ранее выполненных работ по развитию ЕЭС России, ОЭС Урала, энергосистемы Свердловской области, схем выдачи мощности электростанций и схем внешнего электроснабжения потребителей, работ, связанных с обоснованием необходимости сооружения электросетевых объектов, а также на основе рекомендаций и предложений Филиала АО «СО ЕЭС» Свердловского РДУ, АО «ЕЭСК», филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, ОАО «МРСК Урала», АО «Облкоммунэнерго».

В период 2020–2024 годов для решения поставленных задач выделяются следующие четыре основных направления развития электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Свердловской области:

1) развитие сетевого комплекса, связанного с технологическим присоединением энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии;

2) выполнение мероприятий, необходимых для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима для энергорайонов, отнесенных к «узким» местам энергосистемы;

3) выполнение компенсирующих мероприятий, необходимых для обеспечения надежного электроснабжения существующих потребителей при выводе из эксплуатации электросетевого оборудования и устройств РЗА;

4) реконструкция объектов электросетевого хозяйства.

Развитие сетевого комплекса, связанного с технологическим присоединением энергопринимающих устройств

Реализация технологического присоединения для электроснабжения энергопринимающих устройств АО «НЛМК-Урал» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 40 МВт (существующая, переводится из сети 110 кВ в сеть 220 кВ), договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 20.11.2017 № 307/ТП-М4):

1) строительство ПС 220 кВ РММЗ с установкой двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый;

2) сооружение двухцепной отпайки от КВЛ 220 кВ Первоуральская – Метиз I, II цепь с отпайкой на ПС Ревда на ПС 220 кВ РММЗ.

Реализация технологического присоединения для электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «Промдевелопмент «Большебруснянское» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 15 МВт):

1) строительство ПС 220 кВ Шипеловская с установкой двух трансформаторов мощностью 25 МВА каждый;

2) сооружение заходов ВЛ 220 кВ Курчатовская – Каменская до ПС 220 кВ Шипеловская.

Реализация технологического присоединения для электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «Энергоресурс» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 36,3 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 09.02.2015 № ТП/Ц/2-15):

1) установка на ПС 500 кВ Южная АОПО ВЛ 110 кВ Южная – Полевская с отпайками и АОПО ВЛ 110 кВ Южная – Гвоздика с отпайками с действием по каналам связи, организованным по УПАСК, на ОН ПС 110 кВ Техноград;

2) замена на ПС 110 кВ Техноград двух трансформаторов мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА.

Реализация технологического присоединения для электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «ПроЛайм» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 8,9 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 26.02.2014 № ТП/З/З-14):

1) установка на ПС 220 кВ Первоуральская АОПО ВЛ 110 кВ Первоуральская – Дидино и АОПО ВЛ 110 кВ Первоуральская – Нижние Серги с отпайками с действием по каналам связи, организованным по УПАСК, на ОН ПС 110 кВ Михайловская.

Реализация технологического присоединения для электроснабжения энергопринимающих устройств АО «ЕВРАЗ Качканарский горно-обогатительный комбинат» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 6,6 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 29.04.2016 № 270/ТП-М4/73В):

1) строительство ПС 110 кВ № 18 с установкой двух трансформаторов мощностью 16 МВА и 15 МВА;

2) сооружение двухцепной отпайки от ВЛ 110 кВ ГОК – Качканар 9 и ВЛ 110 кВ ГОК – Качканар 10 до ПС 110 кВ № 18.

Реализация технологического присоединения для электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «Терра групп» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 10,1 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 11.03.2008 № 00/138-08):

1) реконструкция ПС 110 кВ Кадниковская с заменой двух трансформаторов мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА (в настоящее время выполнена замена трансформаторов и завершены мероприятия по капитальному строительству объекта, в 2019 году планируется завершение работ по реконструкции подстанции, предусмотренных проектной документацией, и ввод объекта в эксплуатацию).

Реализация технологического присоединения для электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «Известь Сысерти» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 10,5 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 29.06.2018 № 8500009035):

1) строительство ПС 110 кВ Известь с установкой трансформатора мощностью 16 МВА;

2) сооружение отпайки от ВЛ 110 кВ Кадниковская – Свобода до ПС 110 кВ Известь.

Реализация технологического присоединения для электроснабжения энергопринимающих устройств АО «Уралэлектромедь» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 25 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 02.08.2018 № 317/ТП-М4):

1) строительство КЛ 110 кВ Сварочная – Электромедь № 2;

2) расширение ОРУ 110 кВ на ПС 220 кВ Сварочная на одну линейную ячейку с установкой выключателя 110 кВ.

Реализация технологического присоединения для электроснабжения энергопринимающих устройств АО «ЮИТ Уралстрой» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 5 МВт, договор

об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 07.10.2016 № 5400027072):

1) строительство ПС 110 кВ Кемпинг с установкой двух трансформаторов мощностью 10 МВА каждый;

2) сооружение отпайек от КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Школьная с отпайками и КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Пышма с отпайками до ПС 110 кВ Кемпинг.

Выполнение мероприятий, необходимых для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима для энергорайонов, отнесенных к «узким» местам энергосистемы

Выполнение указанных мероприятий повысит надежность и пропускную способность электрических сетей 110 кВ и выше, исключит необходимость ввода ГВО в различных схемно-режимных ситуациях. Подробное описание мероприятий, необходимых для исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений, приведено в главе 18.

Выполнение компенсирующих мероприятий, необходимых для обеспечения надежного электроснабжения существующих потребителей при выводе из эксплуатации электросетевого оборудования и устройств РЗА.

В соответствии с планами ПАО «ОГК-2» с 02.05.2020 планируется вывод из эксплуатации ОРУ 110 и 220 кВ Серовской ГРЭС (вывод из эксплуатации согласован приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 18.12.2017 № 1183).

В соответствии с проектом схемы и программы развития ЕЭС России на 2019–2025 годы в качестве компенсирующих мероприятий по выводу из эксплуатации оборудования Серовской ГРЭС предусматривается строительство ПС 220 кВ в районе Серовской ГРЭС с переводом присоединений 110-220 кВ с Серовской ГРЭС на новую ПС 220 кВ (технические характеристики проекта будут уточнены после проектирования).

Реконструкция объектов электросетевого хозяйства

Реконструкция ПС 110 кВ Тугулым

В настоящее время на ПС 110 кВ Тугулым установлены:

- 1) Т1 мощностью 6,3 МВА (ТМН-6300/110/10 1972 года выпуска);
- 2) Т2 мощностью 10 МВА (ТДН-10000/110/10 1963 года выпуска).

По результатам анализа контрольных замеров 2016-2018 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могли возникнуть недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2016 году.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Тугулым по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 11,29 МВА (11,09 МВт).

Перегрузочная способность Т1, срок эксплуатации которого превысил 30 лет, определяется собственником оборудования в соответствии с пунктами В.3 и В.4 Приложения В к СТО 56947007-29.180.01.116-2012.

Наиболее теплая температура воздуха в день зимнего контрольного замера 2016 года составила -22°C (в связи с недопустимостью применения принципа линейной интерполяции для определения перегрузочной способности трансформаторов старше 30 лет при выполнении расчетов учтена температура -20°C).

Перегрузочная способность трансформаторов старше 30 лет с типом охлаждения М приведена в таблице 30.

При отключении Т2 нагрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т1 мощностью 6,3 МВА могла составить 57 А (1,79 о.е. от $I_{\text{ддтн}} = I_{\text{ном}} = 32 \text{ А}$, 1,05 о.е. от $I_{\text{адтн.20мин}} = 1,7 \times I_{\text{ном}} = 54 \text{ А}$ при -20°C).

На рисунке 26 приведен суточный график загрузки ПС 110 кВ Тугулым для дня зимнего контрольного замера 2016 года. Загрузка Т1 при отключении Т2 могла превышать 1,7 о.е. от $I_{\text{ном}}$, что недопустимо по величине и длительности.

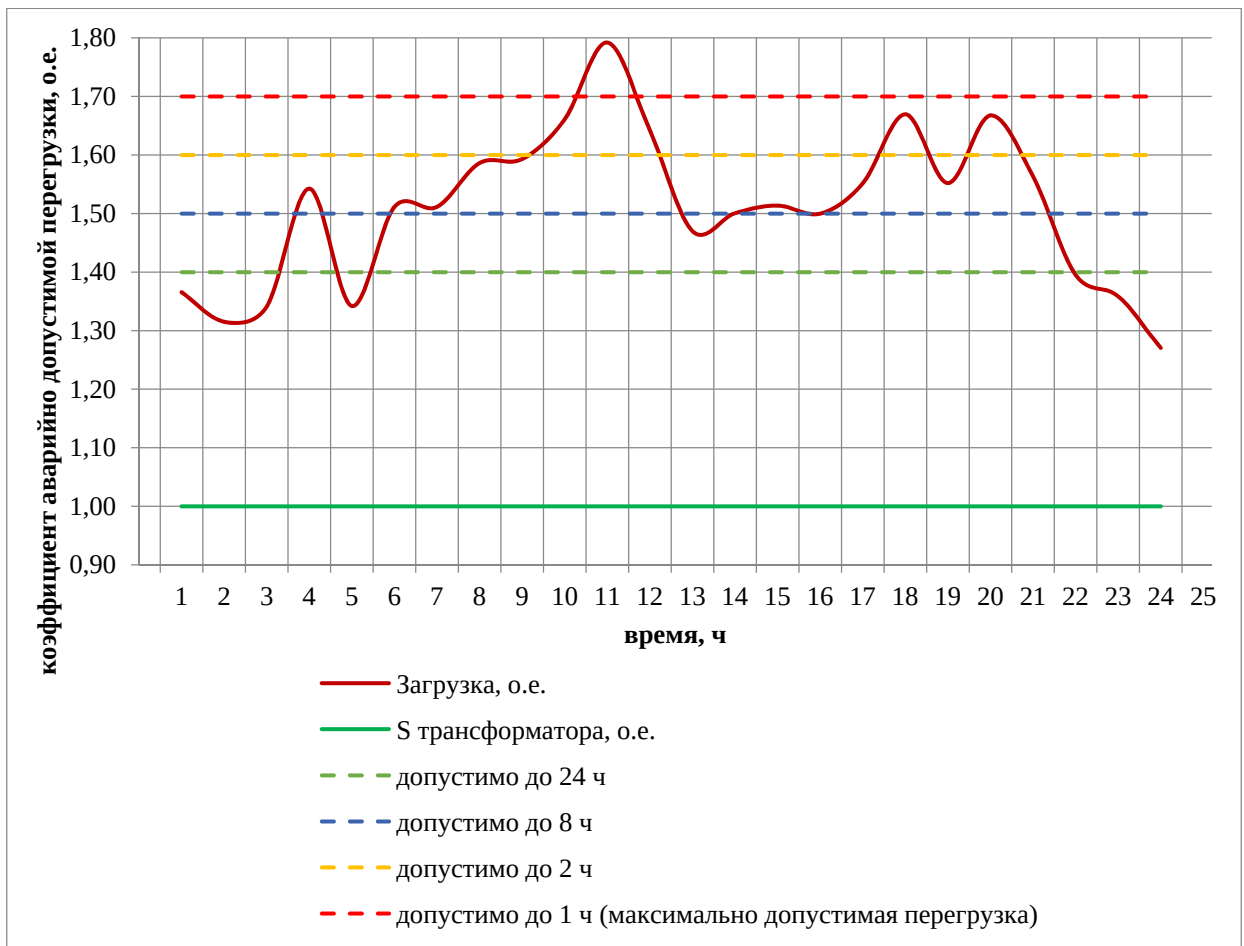


Рис. 26. График загрузки ПС 110 кВ Тугулым в день зимнего контрольного замера 2016 года

По результатам оценки загрузки трансформаторов выявлено, что необходима замена существующего трансформатора Т1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор большей мощности. При этом необходимо отметить следующее:

1) в рамках реализации технологического присоединения к сетям ОАО «РЖД» (договор об осуществлении технологического присоединения от 23.07.2018 № 8023-03-18/СВЕРД) в 2022 году предусматривается организация связи по сети 10 кВ между ПС 110 кВ Тугулым и ПС 110 кВ Линейная, с дальнейшей возможностью оперативного перевода части нагрузки величиной до 3 МВт с ПС 110 кВ Тугулым на ПС 110 кВ Линейная;

2) прирост объема нагрузки действующих ТУ на ТП на ПС 110 кВ Тугулым с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 0,04 МВт. С учетом действующих ТУ на ТП загрузка ПС 110 кВ Тугулым может составить 11,13 МВт.

С учетом действующих ТУ на ТП в случае замены существующего трансформатора Т1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА загрузка Т1 при отключении Т2 превысит номинальную мощность и составит 1,13 о.е. от $I_{ном}$ (допустима длительно). При выполнении мероприятий по переводу нагрузки на ПС 110 кВ Литейная загрузка Т1 составит 0,81 о.е. от $I_{ном}$, соответственно достаточно установки трансформатора мощностью 10 МВА, а не 16 МВА.

Таким образом, требуется замена существующего трансформатора Т1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

Реконструкция ПС 110 кВ Среднеуральская

В настоящее время на ПС 110 кВ Среднеуральская установлены:

- 1) Т1 мощностью 10 МВА (ТДН-10000/110/10 1975 года выпуска);
- 2) Т2 мощностью 10 МВА (ТДН-10000/110/10 1974 года выпуска).

По результатам анализа контрольных замеров 2016-2018 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могли возникнуть недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2016 году.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Среднеуральская по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 13,91 МВА (12,68 МВт).

Перегрузочная способность Т1 и Т2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования в соответствии с пунктами В.3 и В.4 Приложения В к СТО 56947007-29.180.01.116-2012.

Наиболее теплая температура воздуха в день зимнего контрольного замера 2016 года составила -22°C (в связи с недопустимостью применения принципа линейной интерполяции для определения перегрузочной способности трансформаторов старше 30 лет при выполнении расчетов учтена температура -20°C).

Перегрузочная способность трансформаторов старше 30 лет с типом охлаждения Д приведена в таблице 31.

При отключении Т2 (Т1) загрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т1 (Т2) мощностью 10 МВА могла составить 70 А (1,39 о.е. от $I_{ддтн} = I_{ном} = 50,2$ А, 0,93 о.е. от $I_{адтн.20мин} = 1,5 \times I_{ном} = 75$ А при -20°C).

На рисунке 27 приведен суточный график загрузки ПС 110 кВ Среднеуральская для дня зимнего контрольного замера 2016 года. В соответствии с указанным графиком загрузка Т2 (Т1) при отключении Т1 (Т2) могла непрерывно превышать 1,3 о.е. от $I_{ном}$ на протяжении 17 часов, что недопустимо по времени (допустимо 4 часа при -20°C).

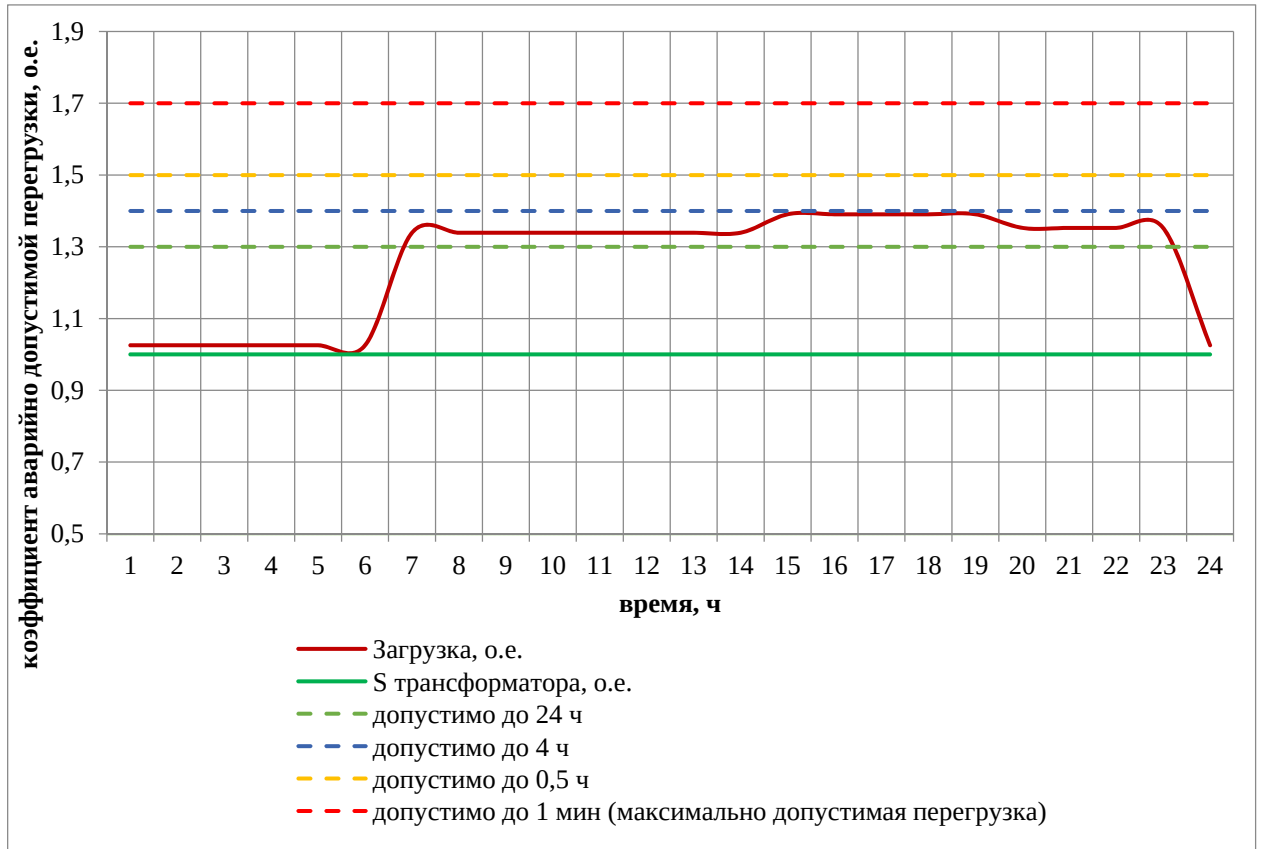


Рис. 27. График загрузки ПС 110 кВ Среднеуральская в день зимнего контрольного замера 2016 года

Прирост объема нагрузки действующих ТУ на ТП на ПС 110 кВ Среднеуральская с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 1,25 МВт. С учетом действующих ТУ на ТП загрузка ПС 110 кВ Среднеуральская может составить 13,93 МВт.

С учетом действующих ТУ на ТП загрузка Т1(Т2) при отключении Т2(1) может составить 80 А (1,59 о.е. от $I_{ддтн} = I_{ном} = 50,2$ А, 1,1 о.е. от $I_{адтн.20мин} = 1,5 \times I_{ном} = 75$ А при -20°C).

На рисунке 28 приведен суточный график загрузки ПС 110 кВ Среднеуральская с учетом действующих ТУ на ТП. В соответствии с указанным графиком загрузка Т2 (Т1) при отключении Т1 (Т2) могла непрерывно превышать 1,59 о.е. от $I_{ном}$ на протяжении 5 часов, что недопустимо по времени (допустимо 5 минут при -20°C).

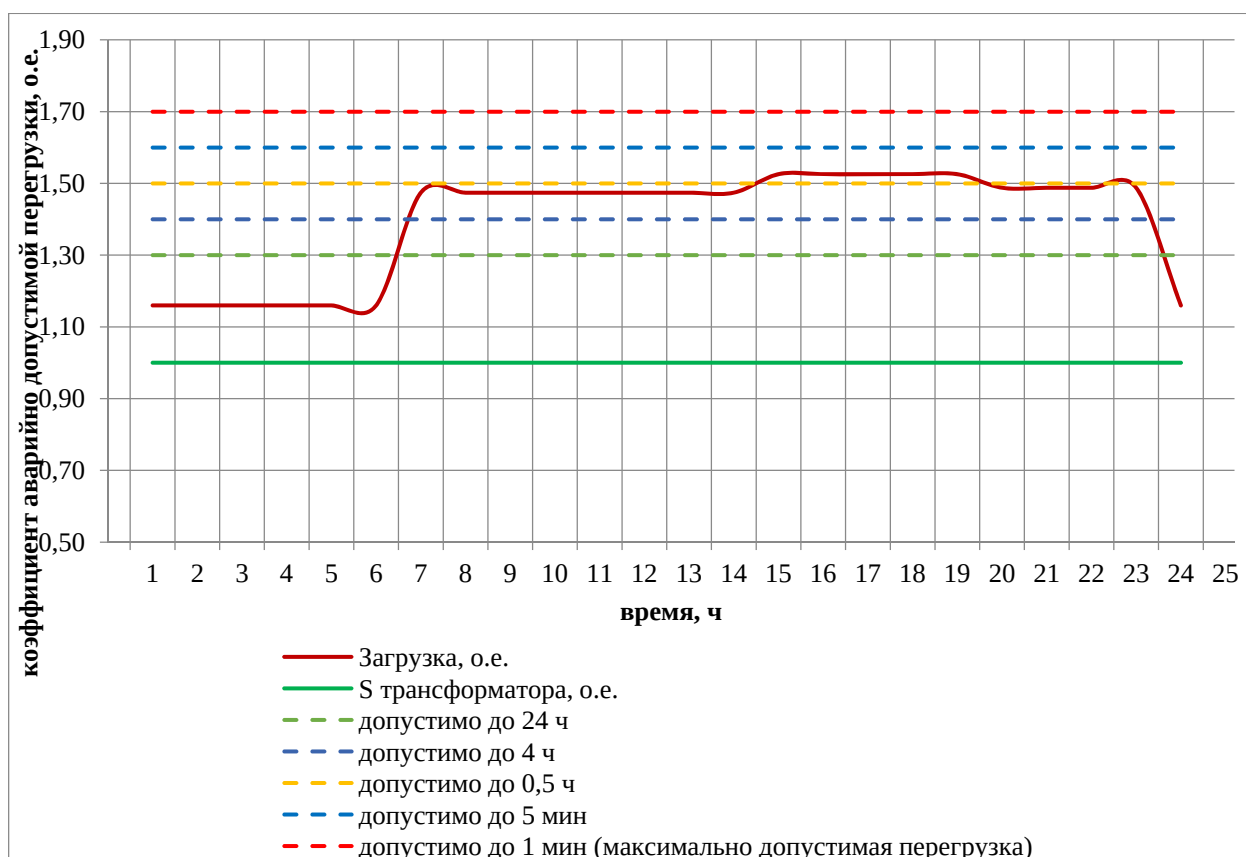


Рис. 28. График загрузки ПС 110 кВ Среднеуральская в день зимнего контрольного замера 2016 года с учетом ТП

По результатам оценки загрузки трансформаторов выявлено, что необходимо выполнить замену существующих трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.

Реконструкция ПС 110 кВ Шпагатная

В настоящее время на ПС 110 кВ Шпагатная установлены:

- 1) Т1 мощностью 16 МВА (ТДТН-16000/110/35/10 1980 года выпуска);
- 2) Т2 мощностью 16 МВА (ТДТН-16000/110/35/10 1984 года выпуска).

По результатам анализа контрольных замеров 2016-2018 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могли возникнуть недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2017 году.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Шпагатная по данным зимнего контрольного замера 2017 года составила 27,14 МВА (24,69 МВт).

Перегрузочная способность Т1 и Т2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования в соответствии с пунктами В.3 и В.4 Приложения В к СТО 56947007-29.180.01.116-2012.

Наиболее теплая температура воздуха в день зимнего контрольного замера 2017 года составила -7°C (в связи с недопустимостью применения принципа линейной интерполяции для определения перегрузочной способности

трансформаторов старше 30 лет при выполнении расчетов учтена температура 0°C).

Перегрузочная способность трансформаторов старше 30 лет с типом охлаждения Д приведена в таблице 31.

При отключении Т2 (Т1) нагрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т1 (Т2) мощностью 16 МВА могла составить 136 А (1,70 о.е. от $I_{ддтн} = I_{ном} = 80,3$ А, 1,31 о.е. от $I_{адтн.20мин} = 1,3 \times I_{ном} = 104$ А при 0°C).

На рисунке 29 приведен суточный график загрузки ПС 110 кВ Шпагатная для дня зимнего контрольного замера 2017 года. В соответствии с указанным графиком нагрузка Т2 (Т1) при отключении Т1 (Т2) могла непрерывно превышать 1,6 о.е. от $I_{ном}$ на протяжении 2 часов, что недопустимо по времени (допустима 1 минута при -20°C).

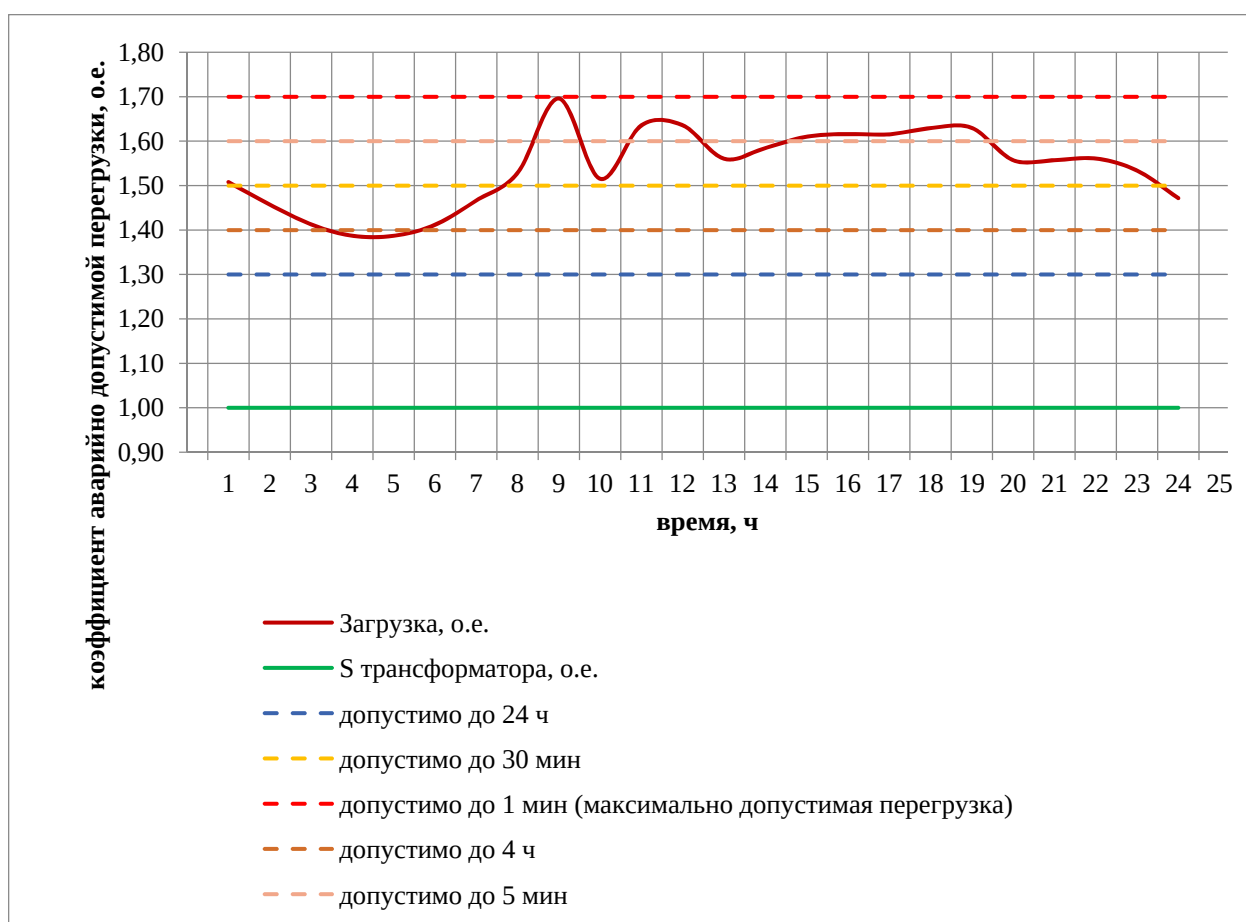


Рис. 29. График загрузки ПС 110 кВ Шпагатная в день зимнего контрольного замера 2017 года

Прирост объема нагрузки действующих ТУ на ТП на ПС 110 кВ Шпагатная с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 1,7 МВт. С учетом действующих ТУ на ТП нагрузка ПС 110 кВ Шпагатная может составить 26,39 МВт.

С учетом действующих ТУ на ТП по результатам оценки загрузки трансформаторов выявлено, что необходимо выполнить замену существующих

трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

С учетом того, что к 2022 году планируется окончание реконструкции ПС 35 кВ Нива с переводом на 110 кВ, нагрузка ПС 110 кВ Шпагатная снизится на 3,14 МВт (величина нагрузки в час максимума дня зимнего контрольного замера 2017 года). С учетом реализации данного мероприятия нагрузка ПС 110 кВ Шпагатная может составить 23,25 МВт.

Таким образом, необходимо выполнить замену существующих трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

Реконструкция ПС 110 кВ Балтымская

В настоящее время на ПС 110 кВ Балтымская установлены:

- 1) Т1 мощностью 6,3 МВА (ТМН-6300/110/10 1980 года выпуска);
- 2) Т2 мощностью 7,5 МВА (ТМ-7500/35/10 1953 года выпуска).

По результатам анализа контрольных замеров 2016–2018 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могли возникнуть недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2016 году.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Балтымская по данным зимнего контрольного замера 2017 года составила 12,88 МВА (12,54 МВт).

Перегрузочная способность Т1, срок эксплуатации которого превысил 30 лет, определяется собственником оборудования в соответствии с пунктами В.3 и В.4 Приложения В к СТО 56947007-29.180.01.116-2012.

Наиболее теплая температура воздуха в день зимнего контрольного замера 2017 года составила -7°C (в связи с недопустимостью применения принципа линейной интерполяции для определения перегрузочной способности трансформаторов старше 30 лет при выполнении расчетов учтена температура 0°C).

Перегрузочная способность трансформаторов старше 30 лет с типом охлаждения М приведена в таблице 30.

При отключении Т2 нагрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т1 мощностью 6,3 МВА могла составить 65 А (2,05 о.е. от $I_{\text{ддтн}} = I_{\text{ном}} = 31,6 \text{ А}$, 1,31 о.е. от $I_{\text{адтн.20мин}} = 1,5 \times I_{\text{ном}} = 47 \text{ А}$ при 0°C).

На рисунке 30 приведен суточный график загрузки ПС 110 кВ Балтымская для дня зимнего контрольного замера 2017 года. В соответствии с указанным графиком нагрузка Т1 при отключении Т2 могла превышать 1,7 о.е. от $I_{\text{ном}}$, что недопустимо по величине и длительности.

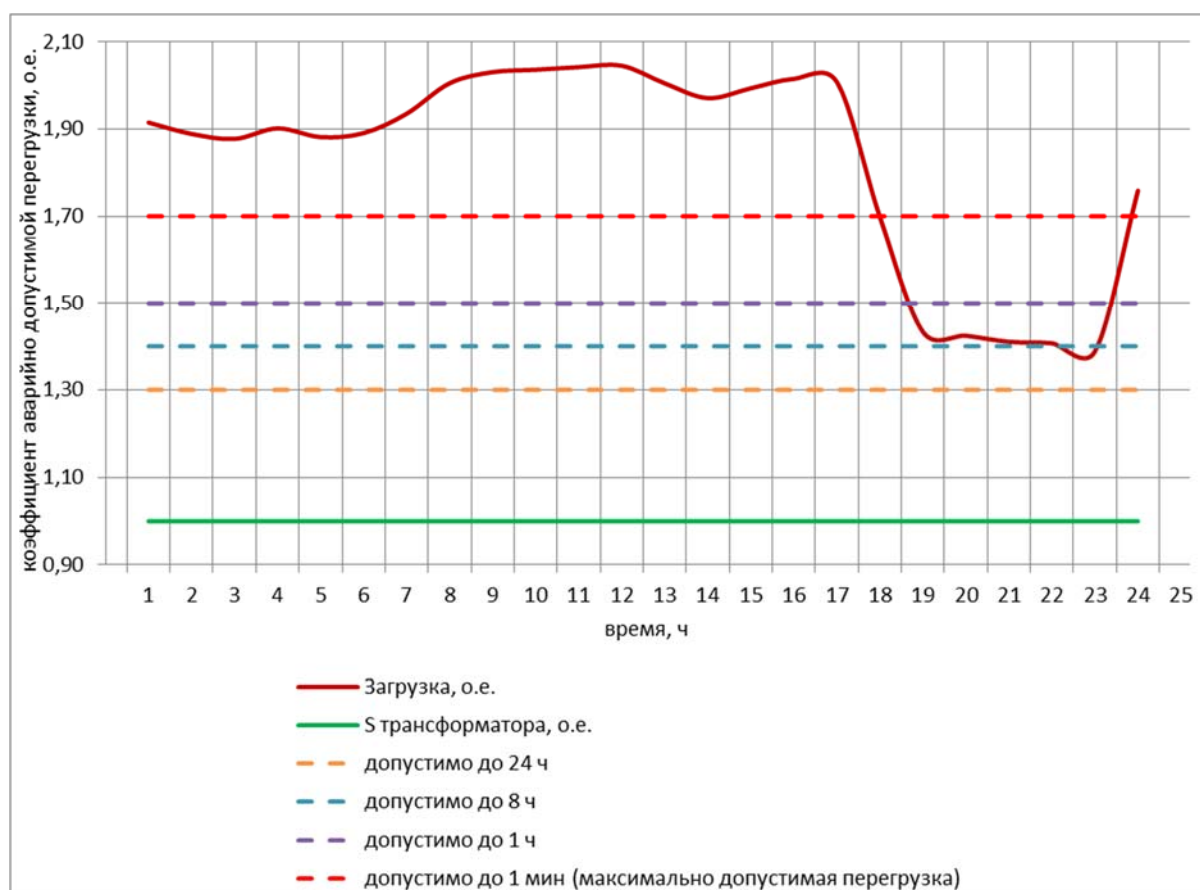


Рис. 30. График загрузки ПС 110 кВ Балтымская в день зимнего контрольного замера 2017 года

По результатам оценки загрузки трансформаторов выявлено, что необходимо выполнить замену существующего трансформатора Т1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор большей мощностью.

Прирост объема нагрузки действующих ТУ на ТП на ПС 110 кВ Балтымская с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 2,29 МВт. С учетом действующих ТУ на ТП загрузка ПС 110 кВ Балтымская может составить 14,83 МВт.

Также в рамках инвестиционной программы ОАО «МРСК Урала» предусматривается организация связи по сети 10 кВ между ПС 110 кВ Балтымская и вновь сооружаемой ПС 110 кВ Кемпинг с возможностью перевода в нормальной схеме части нагрузки ПС 110 кВ Балтымская на ПС 110 кВ Кемпинг максимальной мощностью 2,08 МВт со сроком реализации в 2020 году. Таким образом, загрузка ПС 110 кВ Балтымская может составить 12,75 МВт.

Для исключения недопустимой перегрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Балтымская необходимо, как временное решение, предусмотреть замену трансформатора Т1 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА (трансформатор имеется в резерве сетевой организации, перегрузочная способность определяется по таблице 31).

С учетом замены трансформатора и действующих ТУ на ТП загрузка Т1 при отключении Т2 может составить 66 А (1,32 о.е. от $I_{ддтн} = I_{ном} = 50,2$ А, 0,88 о.е. от $I_{адтн.20мин} = 1,5 \times I_{ном} = 47$ А при 0°C).

На рисунке 31 приведен суточный график загрузки ПС 110 кВ Балтымская с учетом замены трансформатора и действующих ТУ на ТП. В соответствии с указанным графиком загрузка Т1 при отключении Т2 могла непрерывно превышать 1,3 о.е. от $I_{ном}$ на протяжении 5 часов, что недопустимо по времени (допустимо 10 минут при 0°C).

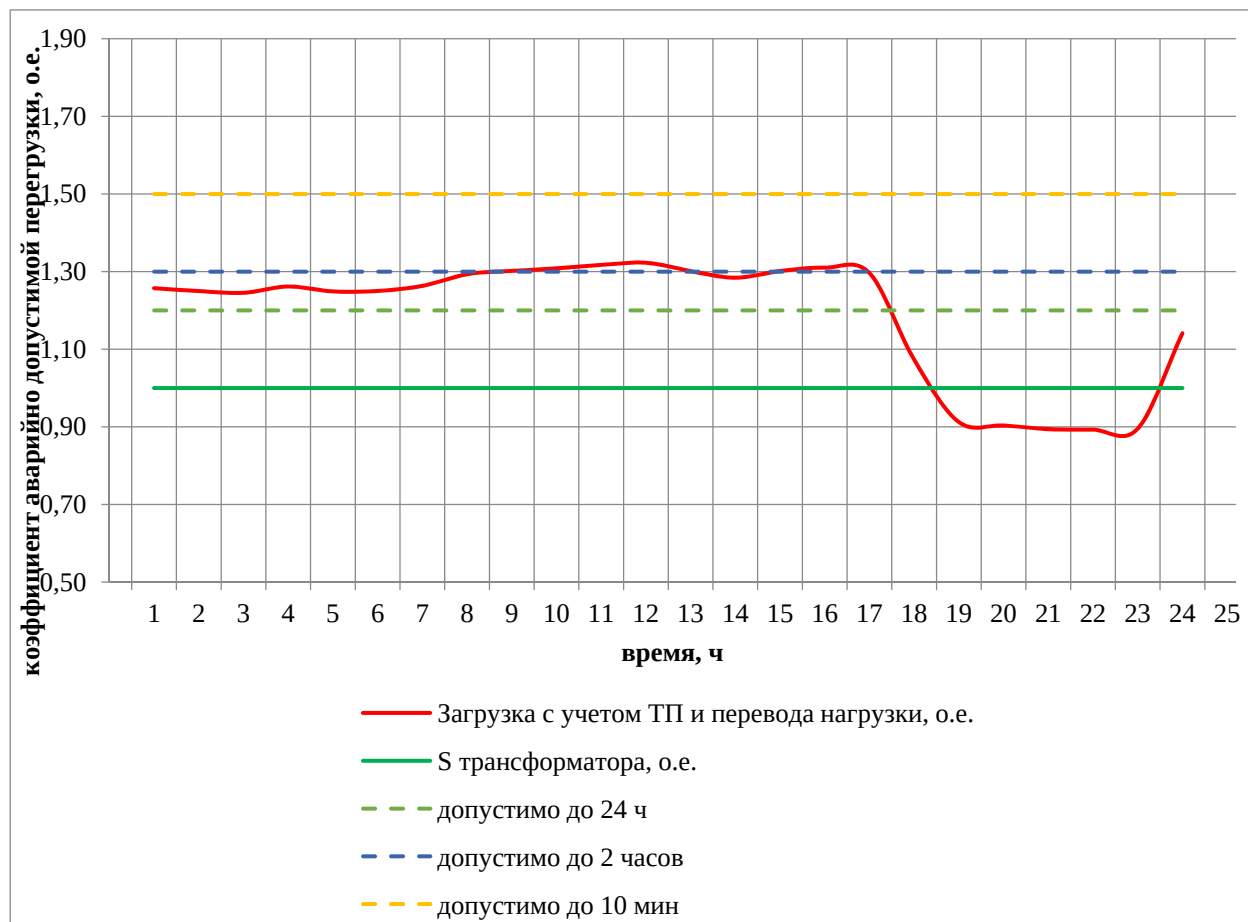


Рис. 31. График загрузки ПС 110 кВ Балтымская с учетом замены Т1 и действующих ТУ на ТП

Таким образом, с учетом наличия соответствующего оборудования в резерве сетевой организации достаточно без выполнения комплексной реконструкции подстанции выполнить замену существующего трансформатора Т1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

Реконструкция ПС 110 кВ Свобода

Электроснабжение потребителей г. Сысерть и прилегающих территорий осуществляется от двух однотрансформаторных подстанций ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть.

В случае отключения трансформатора Т1 на ПС 110 кВ Свобода (ПС 110 кВ Сысерть) возможно осуществить перевод нагрузки на ПС 110 кВ Сысерть (ПС 110 кВ Свобода). Перевод нагрузки ПС 110 кВ Сысерть и ПС 110 кВ Свобода

на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих связей 10 кВ с подстанциями 35–110 кВ.

В настоящее время на ПС 110 кВ Свобода установлен трансформатор Т1 мощностью 10 МВА (ТДТН-10000/110/35/10 1966 года выпуска), на ПС 110 кВ Сысерть установлен трансформатор Т1 мощностью 10 МВА (ТДН-10000/110/10 1986 года выпуска).

По результатам анализа контрольных замеров 2016–2018 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могла возникнуть недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2016 году.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Свобода по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 8,63 МВА (8,19 МВт), ПС 110 кВ Сысерть – 10,36 МВА (9,81 МВт).

Перегрузочная способность Т1 ПС 110 кВ Свобода, срок эксплуатации которого превысил 30 лет, определяется собственником оборудования в соответствии с пунктами В.3 и В.4 Приложения В к СТО 56947007-29.180.01.116-2012.

Наиболее теплая температура воздуха в день зимнего контрольного замера 2016 года составила -22°C (в связи с недопустимостью применения принципа линейной интерполяции для определения перегрузочной способности трансформаторов старше 30 лет при выполнении расчетов учтена температура -20°C).

Перегрузочная способность трансформаторов старше 30 лет с типом охлаждения Д приведена в таблице 31.

Допустимая длительно загрузка Т1 ПС 110 кВ Сысерть также определяется в соответствии с СТО 56947007-29.180.01.116-2012. Загрузка Т1 на ПС 110 кВ Сысерть в день зимнего контрольного замера 2016 года в нормальной схеме не превышает 0,9 о.е. от $I_{ддтн}$ с учетом допустимой длительной перегрузки ($I_{ддтн} = 1,2 \times I_{ном}$ при температуре -20°C).

При отключении Т1 ПС 110 кВ Сысерть произойдет погашение нагрузки ПС 110 кВ Сысерть. Выполнить перевод погашенной нагрузки на ПС 110 Свобода в полном объеме не представляется возможным, так как это может привести к недопустимой по величине и длительности перегрузке Т1 на ПС 110 кВ Свобода на 1,9 о.е. от $I_{ном}$ в час максимума дня зимнего контрольного замера 2016 года.

Отключение Т1 ПС 110 кВ Свобода приведет к аналогичной схемно-режимной ситуации в отношении Т1 ПС 110 кВ Сысерть.

Для возможности обратного включения нагрузки при аварийных отключениях трансформаторного оборудования необходима установка второго трансформатора на ПС 110 кВ Свобода.

Прирост объема нагрузки действующих ТУ на ТП на ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузок может составить на ПС 110 кВ Свобода 3,13 МВт, на ПС 110 кВ Сысерть – 1,56 МВт. Таким образом, загрузка ПС 110 кВ Свобода составит 11,32 МВт, загрузка ПС 110 кВ Сысерть – 11,37 МВт.

Также в рамках инвестиционной программы ОАО «МРСК Урала» предусматривается организация связи по сети 10 кВ между ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Гидромаш с установкой переходного трансформатора 6/10 кВ мощностью 4 МВА и дальнейшим переводом части нагрузки ПС 110 кВ Гидромаш на ПС 110 кВ Свобода мощностью до 3,7 МВт со сроком реализации в 2020 году (мероприятие, реализуемое в связи с ликвидацией ВЛ 35 кВ Верхняя Сысерть – Гидромаш, что предусматривается в рамках завершения перевода ПС 35 кВ Верхняя Сысерть на напряжение 110 кВ и ликвидации прилегающей сети 35 кВ). Таким образом, загрузка ПС 110 кВ Свобода составит 15,02 МВт, загрузка ПС 110 кВ Сысерть – 11,37 МВт.

На рисунке 32 приведен суточный график загрузки ПС 110 кВ Свобода в случае установки на ПС 110 кВ Свобода второго трансформатора мощностью 10 МВА, перевода части нагрузки с ПС 110 кВ Гидромаш и с учетом действующих ТУ на ТП. Загрузка каждого силового трансформатора (Т1 и Т2 ПС 110 кВ Свобода) при отключении Т1 ПС 110 кВ Сысерть, с учетом перевода нагрузки ПС 110 кВ Сысерть на ПС 110 кВ Свобода, может непрерывно превышать 1,4 о.е от $I_{ном}$ на протяжении 3 часов, что недопустимо по времени (допустимо 30 минут при температуре -20°C).

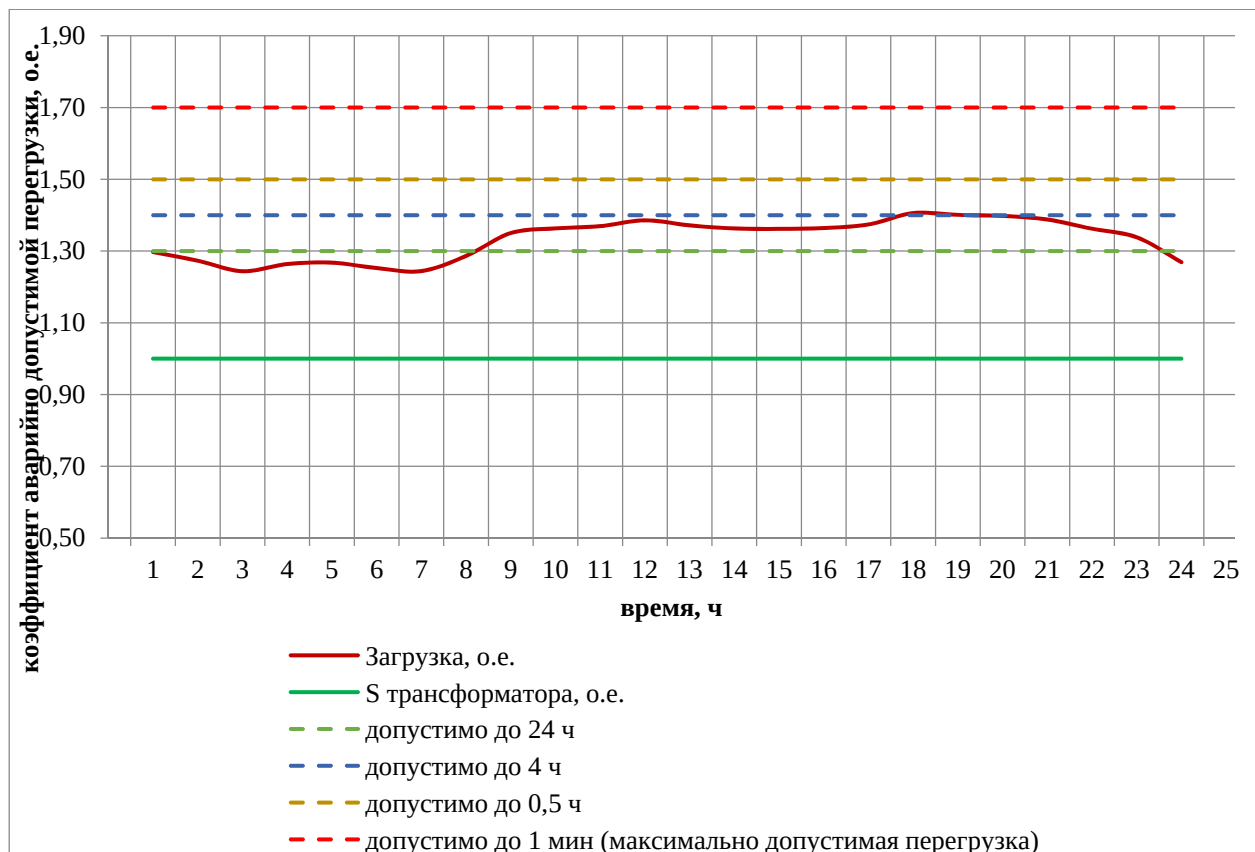


Рис. 32. График загрузки ПС 110 кВ Свобода учетом установки на ПС 110 кВ Свобода второго трансформатора мощностью 10 МВА, перевода части нагрузки с ПС 110 кВ Гидромаш и действующих ТУ на ТП

ПС 110 кВ Гидромаш обслуживается постоянным персоналом, ПС 110 кВ Свобода обслуживается ОВБ, время прибытия ОВБ на объект составляет 15 минут.

С учетом времени выполнения переключений продолжительность перевода нагрузки с ПС 110 кВ Свобода на ПС 110 кВ Гидромаш превысит время допустимой перегрузки, равное 30 минут при температуре -20°C .

Таким образом, на ПС 110 кВ Свобода необходимо выполнить установку второго трансформатора мощностью 16 МВА и замену существующего трансформатора 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.

Реконструкция ПС 110 кВ Полевская

В настоящее время на ПС 110 кВ Полевская установлены:

- 1) Т1 мощностью 16 МВА (ТДТ-16000-110/35/6 У 1969 года выпуска);
- 2) Т2 мощностью 15 МВА (ТДТГ-15000/110/35/6 1951 года выпуска) – в холодном резерве;
- 3) Т3 мощностью 15 МВА (ТД-15000-110/6 У1 1938 года выпуска).

По результатам анализа контрольных замеров 2016-2018 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могли возникнуть недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2016 году.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Полевская по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 25,55 МВА (23,22 МВт).

Перегрузочная способность Т1, Т2 и Т3, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования в соответствии с пунктами В.3 и В.4 Приложения В к СТО 56947007-29.180.01.116-2012.

Наиболее теплая температура воздуха в день зимнего контрольного замера 2016 года составила -22°C (в связи с недопустимостью применения принципа линейной интерполяции для определения перегрузочной способности трансформаторов старше 30 лет при выполнении расчетов учтена температура -20°C).

Перегрузочная способность трансформаторов старше 30 лет с типом охлаждения Д приведена в таблице 31.

При отключении Т3 мощностью 15 МВА загрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т1 мощностью 16 МВА могла составить 128 А (1,53 о.е. от $I_{\text{ддтн}} = I_{\text{ном}} = 84$ А, 1,02 о.е. от $I_{\text{адтн.20мин}} = 1,5 \times I_{\text{ном}} = 126$ А при -20°C).

В связи с тем, что при отключении 2СШ-110 ПС 110 кВ Полевская загрузка Т1 будет той же, что и при отключении Т3, необходимость включения в нормальной схеме Т2, зафиксированного за 2СШ-110 ПС 110 кВ Полевская, не рассматривалась.

При отключении Т1 мощностью 16 МВА загрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т2 мощностью 15 МВА могла составить 128 А (1,63 о.е. от $I_{\text{ддтн}} = I_{\text{ном}} = 79$ А, 1,08 о.е. от $I_{\text{адтн.20мин}} = 1,5 \times I_{\text{ном}} = 118$ А при -20°C).

На рисунке 33 приведен суточный график загрузки ПС 110 кВ Полевская для дня зимнего контрольного замера 2016 года. В соответствии с указанным графиком загрузка Т1 при отключении Т3 могла непрерывно превышать 1,5 о.е. от $I_{\text{ном}}$ на протяжении не менее 2 часов, что недопустимо по времени (допустимо 5 минут при -20°C). Схемно-режимная ситуация, связанная с отключением,

T1 будет аналогичной: загрузка T3 при отключении T1 могла непрерывно превышать 1,6 о.е. от $I_{ном}$ на протяжении 1 часа, что недопустимо по времени (допустимо 1 минуту при -20°C).

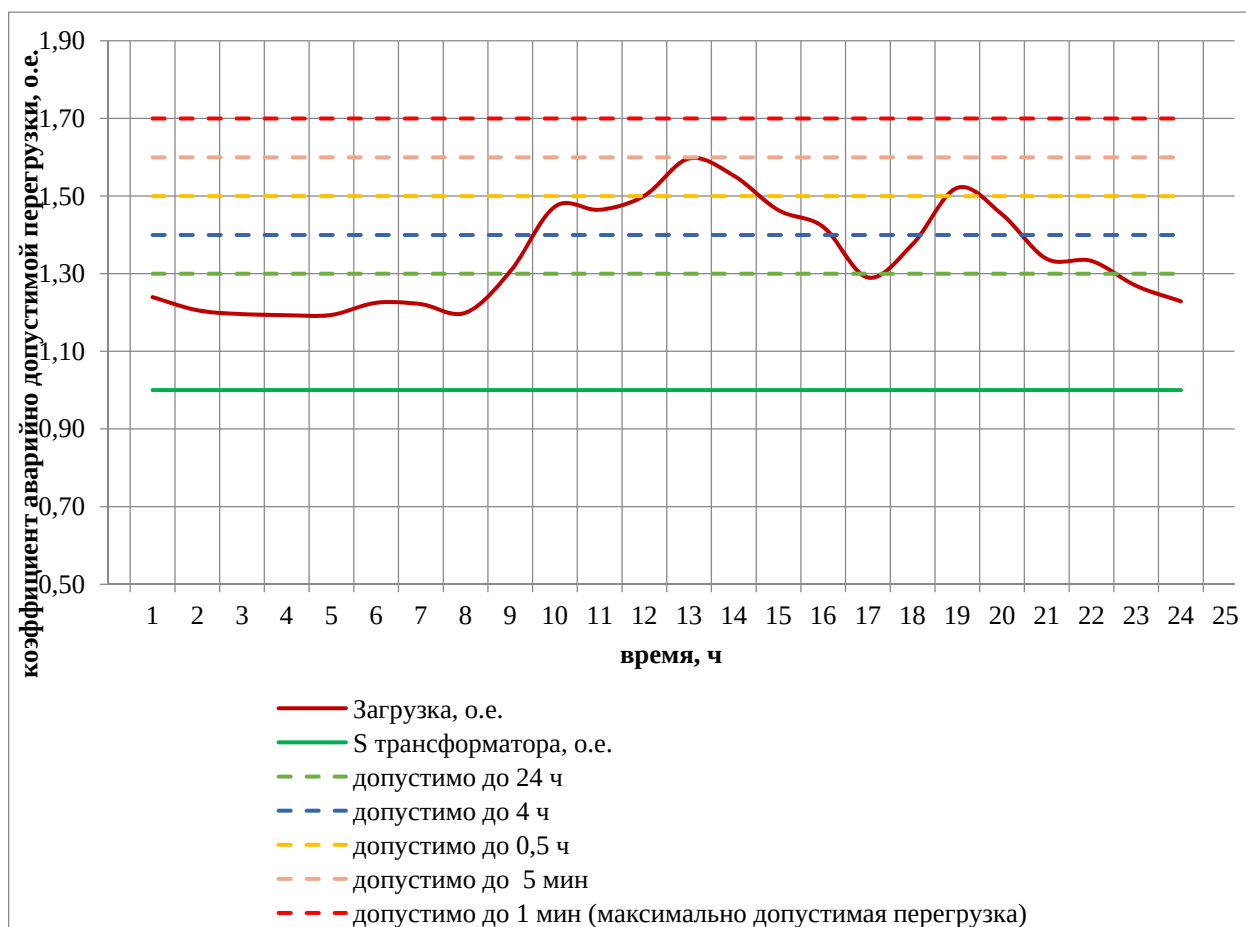


Рис. 33. График загрузки T1 при отключении T3 ПС 110 кВ Полевская в день зимнего контрольного замера 2016 года

Прирост объема нагрузки действующих ТУ на ТП на ПС 110 кВ Полевская с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 0,15 МВт. С учетом действующих ТУ на ТП загрузка ПС 110 кВ Полевская может составить 23,37 МВт.

Учитывая результаты анализа загрузки трансформаторов и отсутствие серийного производства трансформаторов номинальной мощностью 31,5 МВА, необходимо выполнить замену существующих трех трансформаторов на два трансформатора мощностью 40 МВА каждый.

Реконструкция ПС 110 кВ Алмазная

В настоящее время на ПС 110 кВ Алмазная установлены:

- 1) T1 мощностью 6,3 МВА (ТМН-6,3/110/10 1987 года выпуска);
- 2) T2 мощностью 6,3 МВА (ТМН-6,3/110/10 1987 года выпуска).

По результатам анализа контрольных замеров 2016-2018 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могли возникнуть

недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2016 году.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Алмазная по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 10,4 МВА (10,1 МВт).

Перегрузочная способность Т1 и Т2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования в соответствии с пунктами В.3 и В.4 Приложения В к СТО 56947007-29.180.01.116-2012.

Наиболее теплая температура воздуха в день зимнего контрольного замера 2016 года составила -22°C (в связи с недопустимостью применения принципа линейной интерполяции для определения перегрузочной способности трансформаторов старше 30 лет при выполнении расчетов учтена температура -20°C).

Перегрузочная способность трансформаторов старше 30 лет с типом охлаждения М приведена в таблице 30.

При отключении Т2(Т1) нагрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т1(Т2) мощностью 6,3 МВА могла составить 53 А (1,66 о.е от $I_{\text{ддтн}} = I_{\text{ном}} = 32 \text{ А}$, 0,98 о.е. от $I_{\text{адтн.20мин}} = 1,7 \times I_{\text{ном}} = 54 \text{ А}$ при -20°C).

На рисунке 34 приведен суточный график нагрузки ПС 110 кВ Алмазная для дня зимнего контрольного замера 2016 года. В соответствии с указанным графиком нагрузка Т1(Т2) при отключении Т2(1) могла непрерывно превышать 1,6 о.е. от $I_{\text{ном}}$ на протяжении 5 часов, что недопустимо по времени (допустимо 1 час при -20°C).

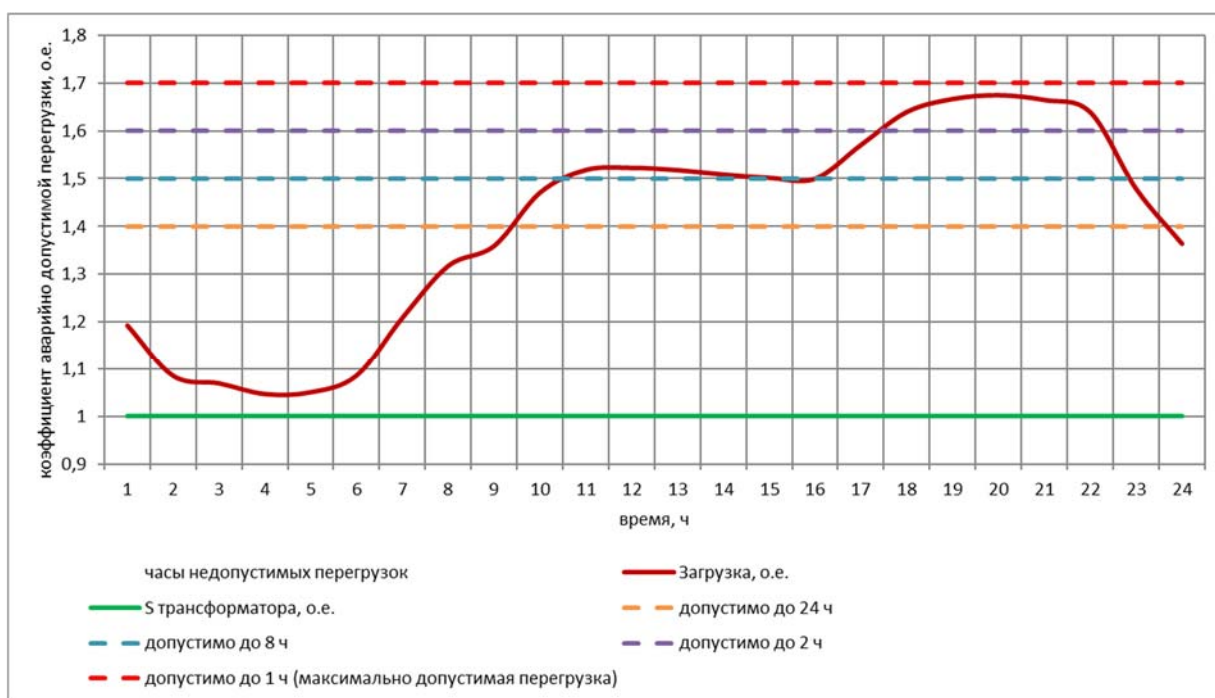


Рис. 34. График нагрузки ПС 110 кВ Алмазная в день зимнего контрольного замера 2016 года

На ПС 110 кВ Алмазная имеется возможность перевода нагрузки по сети 10 кВ на другие центры питания (ПС 110 кВ Братская, ПС 110 кВ Нижне-Исетская, ПС 110 кВ Рулонная). ПС 110 кВ Алмазная обслуживается ОВБ, время прибытия ОВБ на объект составляет 20 минут. С учетом времени выполнения переключений

продолжительность перевода нагрузки на другие центры питания составляет 1,5 часа, что превышает время допустимой перегрузки, равное 1 час при температуре -20°C .

В связи с тем, что загрузка трансформаторов по результатам 2016 года недопустима, требуется замена Т1 и Т2 на трансформаторы большей мощности.

Прирост объема нагрузки действующих ТУ на ТП на ПС 110 кВ Алмазная с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 0,6 МВт. С учетом действующих ТУ на ТП загрузка ПС 110 кВ Алмазная может составить 10,7 МВт.

По результатам оценки загрузки трансформаторов выявлено, что необходима замена существующих трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 6,3 МВА каждый на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.

Реконструкция ПС 110 кВ Горный Щит

В настоящее время на ПС 110 кВ Горный Щит установлены:

- 1) Т1 мощностью 16 МВА (ТДН-16000/110/10 2005 года выпуска);
- 2) Т2 мощностью 16 МВА (ТДН-16000/110/10 2005 года выпуска).

По результатам анализа контрольных замеров 2016-2018 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могли возникнуть недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2016 году.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Горный Щит по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 27,8 МВА (27 МВт).

Перегрузочная способность Т1 и Т2, срок эксплуатации которых не превышает 30 лет, определяется собственником оборудования в соответствии с пунктами В.3 и В.4 Приложения В к СТО 56947007-29.180.01.116-2012.

Наиболее теплая температура воздуха в день зимнего контрольного замера 2016 года составила -22°C (в связи с недопустимостью применения принципа линейной интерполяции для определения перегрузочной способности трансформаторов старше 30 лет при выполнении расчетов учтена температура -20°C).

Перегрузочная способность трансформаторов до 30 лет с типом охлаждения Д приведена в таблице 32.

При отключении Т2(Т1) загрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т1(Т2) мощностью 16 МВА могла составить 138 А (1,73 о.е. от $I_{\text{ддтн}} = I_{\text{ном}} = 80 \text{ А}$, 1,03 о.е. от $I_{\text{адтн.20мин}} = 1,7 \times I_{\text{ном}} = 136 \text{ А}$ при -20°C).

На рисунке 35 приведен суточный график загрузки ПС 110 кВ Горный Щит для дня зимнего контрольного замера 2016 года. В соответствии с указанным графиком загрузка Т1(Т2) при отключении Т2(1) превышала 1,7 о.е. от $I_{\text{ном}}$ в течение 2 часов, что недопустимо по времени (допустимо 5 минут при -20°C).

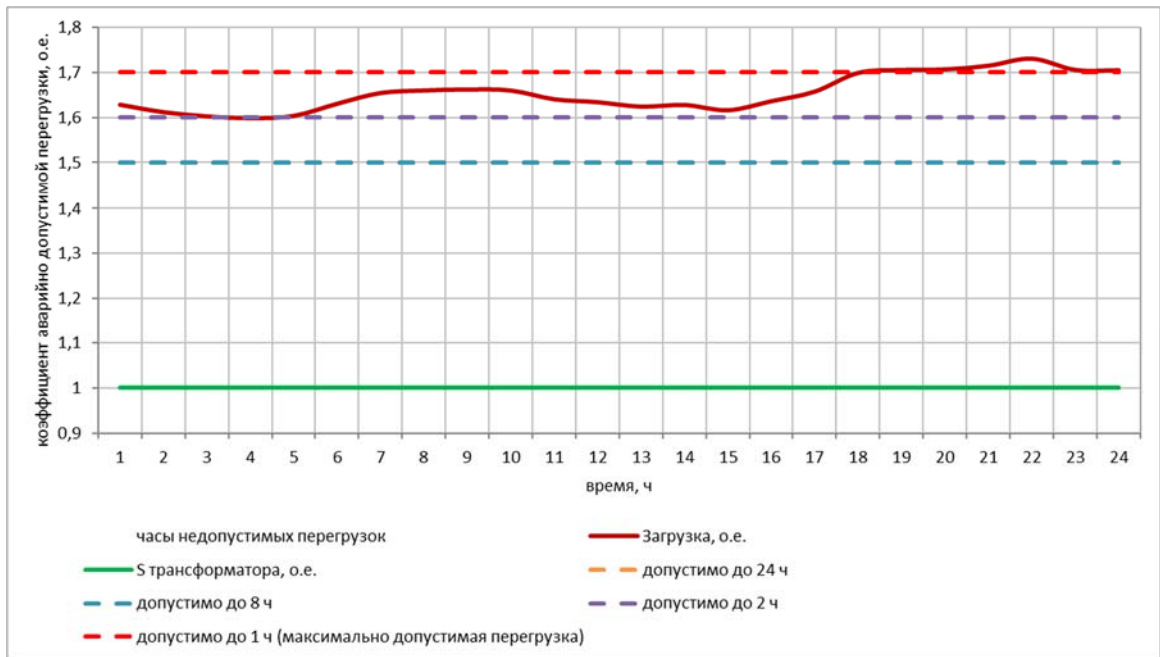


Рис. 35. График загрузки ПС 110 кВ Горный Щит в день зимнего контрольного замера 2016 года

Прирост объема нагрузки действующих ТУ на ТП на ПС 110 кВ Горный Щит с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 7,5 МВт. С учетом действующих ТУ на ТП нагрузка ПС 110 кВ Горный Щит может составить 34,5 МВт.

По результатам оценки загрузки трансформаторов выявлено, что необходима замена существующих трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

Реконструкция ПС 110 кВ Керамик

В настоящее время на ПС 110 кВ Керамик установлены:

- 1) Т1 мощностью 10 МВА (ТДНГ-10/110/6 1985 года выпуска);
- 2) Т2 мощностью 10 МВА (ТДНГ -10/110/6 1985 года выпуска).

По результатам анализа контрольных замеров 2016-2018 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могли возникнуть недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2016 году.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Керамик по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 14,37 МВА (13,93 МВт).

Перегрузочная способность Т1 и Т2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования в соответствии с пунктами В.3 и В.4 Приложения В к СТО 56947007-29.180.01.116-2012.

Наиболее теплая температура воздуха в день зимнего контрольного замера 2016 года составила -22°C (в связи с недопустимостью применения принципа линейной интерполяции для определения перегрузочной способности трансформаторов старше 30 лет при выполнении расчетов учтена температура -20°C).

Перегрузочная способность трансформаторов старше 30 лет с типом охлаждения М приведена в таблице 31.

При отключении Т2(Т1) нагрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т1(Т2) мощностью 10 МВА могла составить 72 А (1,44 о.е. от $I_{ддтн} = I_{ном} = 50$ А, 0,88 о.е. от $I_{адтн.20мин} = 1,7 \times I_{ном} = 85$ А при -20°C).

На рисунке 36 приведен суточный график загрузки ПС 110 кВ Керамик для дня зимнего контрольного замера 2016 года. В соответствии с указанным графиком нагрузка Т1(Т2) при отключении Т2(1) могла непрерывно превышать 1,4 о.е. от $I_{ном}$ на протяжении 2 часов, что недопустимо по времени (допустимо 30 минут при -20°C).

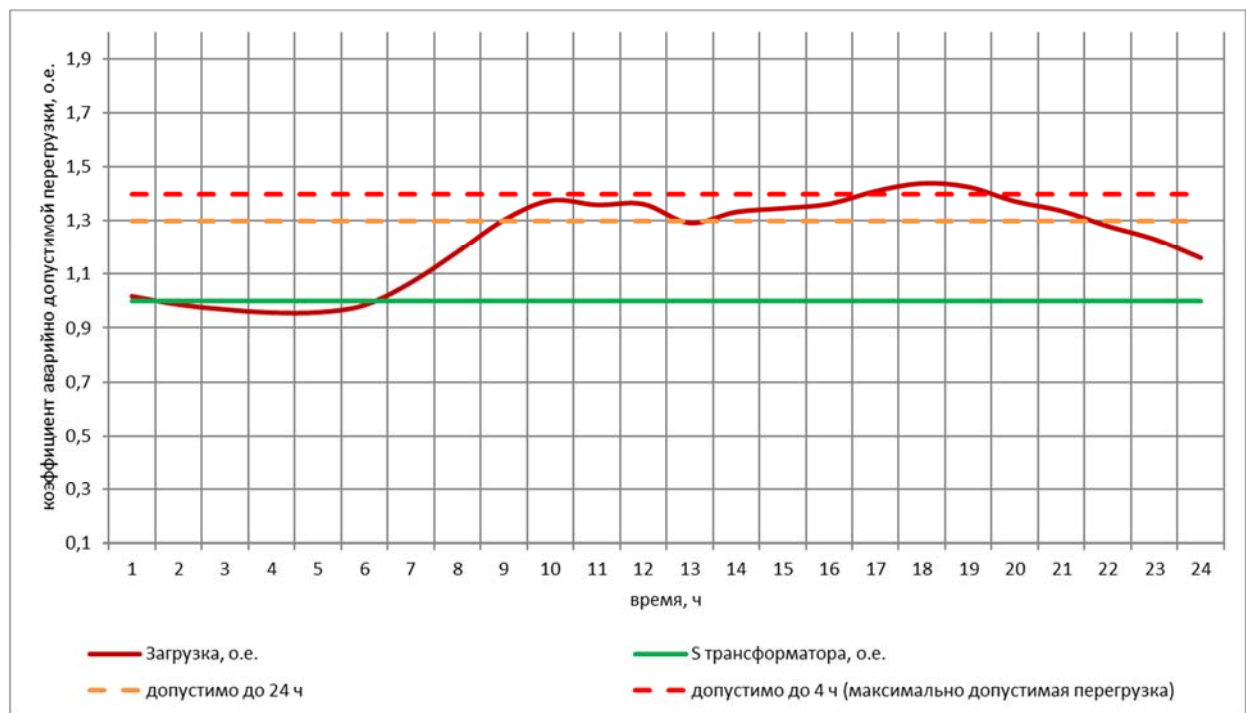


Рис. 36. График загрузки ПС 110 кВ Керамик в день зимнего контрольного замера 2016 года

На ПС 110 кВ Керамик имеется возможность перевода нагрузки по сети 6 кВ на другие центры питания (ПС 110 кВ Сотая, ПС 110 кВ Загородная, ПС Новинская). ПС 110 кВ Керамик обслуживается ОВБ, время прибытия ОВБ на объект составляет 20 минут. С учетом времени выполнения переключений продолжительность перевода нагрузки на другие центры питания составляет 1,5 часа, что превышает время допустимой перегрузки, равное 30 минут при температуре -20°C .

Прирост объема нагрузки действующих ТУ на ТП на ПС 110 кВ Керамик с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 2,5 МВт. С учетом действующих ТУ на ТП нагрузка ПС 110 кВ Керамик может составить 16,43 МВт.

По результатам оценки загрузки трансформаторов выявлено, что необходима замена существующих трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

Реконструкция ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ

Электроснабжение потребителей п. Исток и других прилегающих территорий г. Екатеринбурга осуществляется от ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая.

В настоящее время на ПС 35 кВ Нива установлены:

- 1) Т1 мощностью 5,6 МВА (ТМ-6,3/35/6 1976 года выпуска);
- 2) Т2 мощностью 5,6 МВА (ТМ-6,3/35/6 1951 года выпуска);
- 3) Т3 мощностью 4 МВА (ТМ-4/35/6 1964 года выпуска).

На ПС 35 кВ Полевая в настоящее время установлены 2 трансформатора:

- 1) Т1 мощностью 1,8 МВА (ТМ-1,8/35/10/0,4 1977 года выпуска);
- 2) Т2 мощностью 1,8 МВА (ТМ-1,8/35/10/0,4 1974 года выпуска).

По результатам анализа контрольных замеров 2016-2018 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могли возникнуть недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2016 году.

Максимальная нагрузка ПС 35 кВ Нива по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 9,8 МВА (9,5 МВт). Возможность перевода нагрузки по сети 6 кВ на другие центры питания невозможна ввиду отсутствия соответствующих связей 6 кВ с подстанциями 35-110 кВ.

Загрузка ПС 35 кВ Полевая по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 1,65 МВА (1,56 МВт). Возможность перевода нагрузки по сети 10 кВ на другие центры питания невозможна ввиду отсутствия соответствующих связей 10 кВ с подстанциями 35-110 кВ.

Перегрузочная способность Т1 и Т2 ПС 35 кВ Нива, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования в соответствии с пунктами В.3 и В.4 Приложения В к СТО 56947007-29.180.01.116-2012.

Наиболее теплая температура воздуха в день зимнего контрольного замера 2016 года составила -22°C (в связи с недопустимостью применения принципа линейной интерполяции для определения перегрузочной способности трансформаторов старше 30 лет при выполнении расчетов учтена температура -20°C).

Перегрузочная способность трансформаторов старше 30 лет с типом охлаждения М приведена в таблице 31.

При отключении Т2(Т1) ПС 35 кВ Нива нагрузка обмотки 35 кВ оставшегося в работе Т1(Т2) ПС 35 кВ Нива мощностью 5,6 МВА могла составить 173 А (1,88 о.е. от $I_{\text{ддтн}} = I_{\text{ном}} = 92 \text{ А}$, 1,12 о.е. от $I_{\text{адтн.20мин}} = 1,7 \times I_{\text{ном}} = 154 \text{ А}$ при -20°C).

На рисунке 37 приведен суточный график загрузки ПС 35 кВ Нива для дня зимнего контрольного замера 2016 года. В соответствии с указанным графиком нагрузка Т1(Т2) при отключении Т2(1) могла непрерывно превышать 1,7 о.е. от $I_{\text{ном}}$ на протяжении 14 часов, что недопустимо по времени (допустимо 20 минут при -20°C).

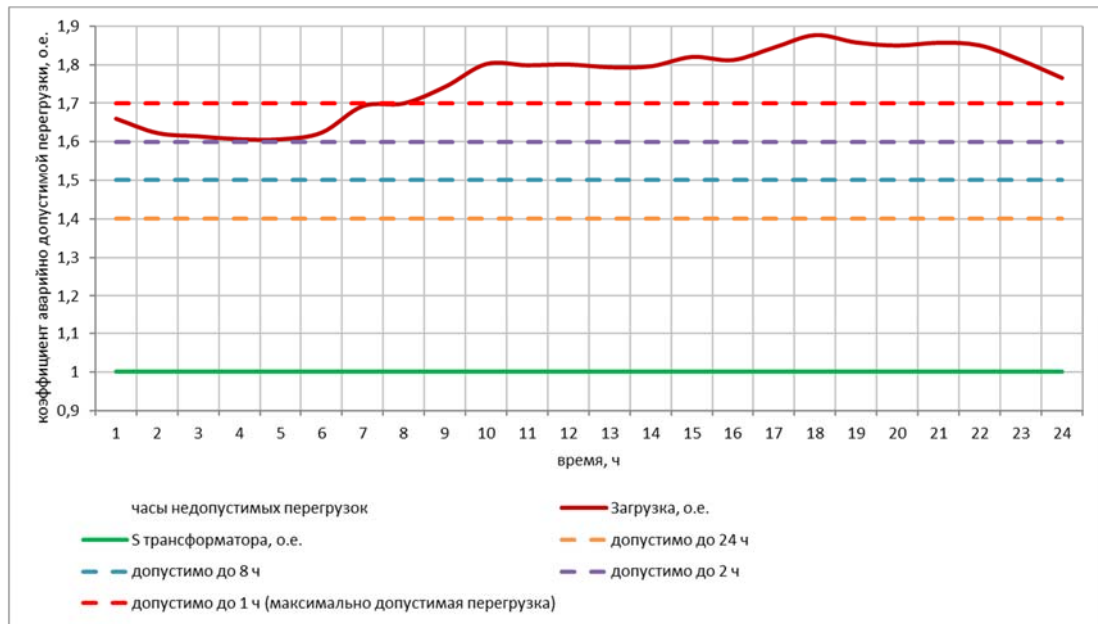


Рис. 37. График загрузки ПС 35 кВ Нива в день зимнего контрольного замера 2016 года

В связи с тем, что загрузка трансформаторов по результатам 2016 года недопустима, требуется замена Т1 и Т2 на трансформаторы большей мощности.

Прирост объема нагрузки действующих ТУ на ТП на ПС 35 кВ Нива с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 1,62 МВт. С учетом действующих ТУ на ТП загрузка ПС 35 кВ Нива может составить 11,12 МВт.

По результатам анализа достаточна установка трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 16 МВА каждый (с $I_{ддтн}$ обмотки 110 кВ, равной 85 А. Учитывая необходимость установки на ПС 35 кВ Нива трансформаторов с расцепленной обмоткой НН (обусловлено схемой РУ 6 кВ), необходима замена существующего трансформаторного оборудования на два трансформатора мощностью 25 МВА каждый (отсутствует серийный выпуск трансформаторов с расцепленной обмоткой меньшей мощности).

Также необходимо отметить, что в настоящее время выполнено проектирование, закуплено силовое оборудование и ведутся строительномонтажные работы по реконструкции ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ и установкой двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый. Для присоединения ПС 110 кВ Нива к электрической сети выполняется реконструкция ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с переводом на напряжение 110 кВ и подключением ответвлением от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками и строительство ответвления от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник. В связи с переводом питающих линий 35 кВ на 110 кВ необходимы работы по ликвидации ПС 35 кВ Полевая с переводом ее нагрузки на ПС 110 кВ Нива.

Таким образом, рекомендуется выполнить перевод ПС 35 кВ Нива на напряжение 110 кВ (сооружение ответвления от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник, реконструкция сети 35 кВ: перевод ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива на напряжение 110 кВ с подключением ответвлением от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками, перевод нагрузки ПС 35 кВ Полевая на ПС 110 кВ Нива) с установкой двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый.

Замена БСК на ПС 110 кВ Михайловская

В настоящее время на ПС 110 кВ Михайловская установлена батарея статических конденсаторов (БСК) – КС1-0,66-20У1 (2436 штук), мощность батареи (уст./расч.) – 48,72/33,52 Мвар. Установленная БСК не соответствует требованиям Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях (оборудование содержит полихлорированные бифенилы) и, в соответствии с информацией собственника, требует замены.

Для обеспечения уровня напряжения в сети 110 кВ не ниже номинального во всех нормальных и послеаварийных режимах на ПС 110 кВ Михайловская следует установить БСК 110 кВ мощностью не менее 33 Мвар.

Реконструкция ПС 110 кВ Хромпик

В настоящее время на ПС 110 кВ Хромпик установлены:

- 1) Т1 мощностью 31,5 МВА (ТДТГ-31500/110/35/6 1956 года выпуска);
- 2) Т2 мощностью 20 МВА (ТДТГ-20000/110/35/6 1950 года выпуска) – в холодном резерве;
- 3) Т3 мощностью 31,5 МВА (ТДТГ-31500/110/35/6 1955 года выпуска).

Износ трансформаторного оборудования подстанции подтверждается Актом проверки Технической инспекции ЕЭС от 27.08.2018 № 51/18.

В соответствии с Актом комплексной проверки Центра Технического надзора ПАО «Россети» № АП-У-004/19-КПП от 25.01.2019 состояние ПС 110 кВ Хромпик признано неудовлетворительным (выявлены повреждения строительных сооружений оборудования ОРУ 110 и 35 кВ, подтекания масла на наполненном оборудовании, нарушение антикоррозионных покрытий и др.) и рекомендовано выполнение реконструкции подстанции.

По результатам анализа контрольных замеров 2016-2018 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могли возникнуть перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2016 году.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Хромпик по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 25,55 МВА (23,22 МВт).

Также необходимо отметить, что прироста объема нагрузки действующих ТУ на ТП с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 0,15 МВт.

Учитывая техническое состояние объекта и отсутствие серийного производства трансформаторов номинальной мощностью 31,5 МВА необходимо выполнить замену существующих трех трансформаторов на два трансформатора мощностью 40 МВА каждый.

Реконструкция ПС 110 кВ Свердловская

В настоящее время на ПС 110 кВ Свердловская установлены:

- 1) Т1 мощностью 31,5 МВА (ТДТН-31500/110/35/10 1993 года выпуска);
- 2) Т2 мощностью 40 МВА (ТДТН-40000/110/35/10 2018 года выпуска).

Физический износ основного оборудования подстанции подтверждается Актом проверки Министерства Энергетики Российской Федерации № 32/2017.

По результатам анализа контрольных замеров 2016-2018 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могли возникнуть перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2016 году.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Свердловская по данным зимних контрольных замеров 2016 года составила 28,36 МВА (25,01 МВт).

Учитывая техническое состояние объекта и отсутствие серийного производства трансформаторов номинальной мощностью 31,5 МВА необходимо выполнить замену существующего трансформатора Т1 на трансформатор мощностью 40 МВА с полной заменой оборудования 10-35-110 кВ.

Реконструкция ПС 110 кВ Марковская

В настоящее время на ПС 110 кВ Марковская выполнена замена трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 25 МВА на трансформаторы 40 МВА каждый и завершены мероприятия по капитальному строительству объекта. В 2019 году планируется завершение работ по реконструкции подстанции, предусмотренных проектной документацией, и ввод объекта в эксплуатацию.

Изменение схемы присоединения ПС 110 кВ Спортивная к сети 110 кВ шлейфовым заходом КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская I цепь с отпайками

В настоящее время от двухцепного транзита КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Чкаловская – Южная с отпайками, КВЛ 110 кВ Сибирская – Чкаловская с отпайками осуществляется питание 6 отпаечных подстанций 110 кВ: ПС 110 кВ Алмазная, ПС 110 кВ Спортивная, ПС 110 кВ Ботаническая, ПС 110 кВ Братская, ПС 110 кВ Керамик, ПС 110 кВ Сотая, обеспечивающих электроснабжение центральной и юго-западной части г. Екатеринбурга.

В 2016 году имели место аварийные ситуации, связанные с технологическими нарушениями в результате одновременного отключения КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Сибирская – Чкаловская с отпайками:

1) 28.04.2016 (акт № 223) и 12.05.2016 (акт № 255) произошло обесточение ПС 110 кВ Алмазная, ПС 110 кВ Спортивная, ПС 110 кВ Ботаническая с нагрузкой 25,2 МВт, 47 социально-значимых объектов (6 школ, 6 объектов здравоохранения, 19 тепловых пунктов, 15 котельных, 1 КНС), население МО «город Екатеринбург» 39 тыс. человек;

2) 01.06.2016 г. (акт № 291) произошло обесточение ПС 110 кВ Алмазная, ПС 110 кВ Спортивная, ПС 110 кВ Ботаническая с нагрузкой 38,2МВт, 82 социально-значимых объектов (8 дошкольных учреждений, 13 школ, 9 объектов здравоохранения, 27 тепловых пунктов, 24 насосных водоканала, 1 КНС), население МО «город Екатеринбург» 50,1 тыс. человек.

Для исключения риска возникновения указанных прекращений электроснабжения потребителей (в том числе социально-значимых объектов) предлагается изменить схему присоединения ПС 110 кВ Спортивная к сети 110 кВ шлейфовым заходом КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская I цепь с отпайками со сроком реализации в 2021 год.

Для выполнения указанного мероприятия разработаны Технические условия на технологическое присоединение ПС 110 кВ Спортивная к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» (являются приложением к договору об осуществлении технологического присоединения к сетям ОАО «МРСК Урала» от 04.05.2011 № ТП/3/08-11).

Изменение схемы присоединения ПС 110 кВ Веер на шлейфовые заходы от ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Свердловская II цепь с отпайками

На текущий момент от ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Свердловская II цепь с отпайками осуществляется питание 4 отпаечных подстанций 110 кВ: ПС 110 кВ Термическая, ПС 110 кВ Орджоникидзевская, ПС 110 кВ Веер, ПС 110 кВ Литейная, обеспечивающих электроснабжение Орджоникидзевского района г. Екатеринбурга.

15.11.2016 имела место аварийная ситуация (акт № 583). В результате отключения обеих цепей ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Свердловская с отпайками произошло обесточивание нагрузки в объеме 50,1 МВт потребителей, присоединенных к ПС 110 кВ Термическая, ПС 110 кВ Орджоникидзевская, ПС 110 кВ Веер, ПС 110 кВ Литейная, в числе которых 158 социально-значимых объектов, а также население МО «город Екатеринбург» до 117 тыс. человек. Возможность резервирования по сети 6-10 кВ потребителей 1, 2 категории в данном узле отсутствует.

Для исключения риска указанных прекращений электроснабжения потребителей (в том числе социально-значимых объектов) предлагается изменить схему присоединения ПС 110 кВ Веер на шлейфовые заходы от ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Свердловская II цепь с отпайками с образованием ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Веер с отпайкой на ПС Термическая и ВЛ 110 кВ Свердловская – Веер с отпайками со сроком реализации в 2020 году.

Для выполнения указанного мероприятия разработаны технические условия на технологическое присоединение ПС 110 кВ Веер к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» (являются приложением к договору об осуществлении технологического присоединения к сетям ОАО «МРСК Урала» от 22.05.2018 № 8500008968).

Реконструкция КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Пышма с отпайкой на ПС Химреактивы и отпайки на ПС 110 кВ Химреактивы и ПС 110 кВ Электромедь от КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Школьная с отпайками (с переводом в двухцепное исполнение)

Необходимость реконструкции обусловлена физическим износом. Реконструируемые участки ЛЭП выполнены на деревянных опорах с высокой степенью загнивания, срок эксплуатации превышает нормативные сроки (год ввода в эксплуатацию ЛЭП – 1967, нормативный срок эксплуатации – 30 лет), износ линейного объекта более 99%.

За период 2012–2018 годов произошло 22 технологических нарушения, в том числе:

1) 09.06.2014 (акт расследования ТН № 490 Центральные электрические сети от 31.07.2018) произошло отключение КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Школьная с отпайками в результате повреждения траверсы и стойки деревянной П-образной опоры и обрыва шлейфа ф. «А».

2) 31.07.2018 (акт расследования ТН № 492 Центральные электрические сети от 31.07.2018) произошло отключение КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Пышма с отпайкой на ПС Химреактивы в связи с повреждением деревянной траверсы (в результате локального загнивания древесины в месте крепления натяжных гирлянд изоляторов).

Для исключения риска возникновения недопустимых отклонений технологического состояния ЛЭП требуется выполнение реконструкции ЛЭП с заменой провода (на провод сечением не менее существующего) и заменой опор на металлические и железобетонные.

Реконструкция КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками

Реконструкция КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками обусловлена двукратным превышением срока эксплуатации (год ввода в эксплуатацию ЛЭП – 1939, нормативный срок эксплуатации – 30 лет), наличием участка ЛЭП 110 кВ на деревянных опорах, значительным количеством технологических нарушений.

За период 2012–2016 годов произошло 25 технологических нарушений, в том числе:

1) 10.07.2016 (акт расследования ТН № 15 Западные электрические сети от 10.07.2016) на деревянной П-образной опоре № 79 КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками произошло перекрытие гирлянды изоляторов с падением провода на землю, что привело к отключению ЛЭП от действия защит;

2) 24.04.2014 (акт расследования ТН № 11 Западные электрические сети от 24.04.2014) отключение ЛЭП произошло в результате повреждения изолятора на опоре № 36.

Для исключения риска возникновения недопустимых отклонений технологического состояния ЛЭП требуется выполнение реконструкции ЛЭП с заменой провода (на провод с сечением не менее существующего) и заменой опор на металлические и железобетонные.

Реконструкция ВЛ 110 кВ СУГРЭС – Таватуй с отпайкой на ПС Шитовская

Необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ СУГРЭС – Таватуй с отпайкой на ПС Шитовская обусловлена физическим износом (провод М-95 потерял свою механическую прочность, деревянные опоры имеют высокую степень загнивания, отсутствует грозотрос), срок эксплуатации превышает нормативные сроки (год ввода в эксплуатацию ЛЭП – 1934, нормативный срок эксплуатации – 30 лет).

За период 2012–2016 годов произошло 20 технологических нарушений, в том числе:

1) 01.06.2015 (акт расследования ТН № 134 Центральные электрические сети от 01.06.2015) произошло отключение ВЛ 110 кВ СУГРЭС – Таватуй с отпайкой на ПС Шитовская в результате обрыва петли провода на опоре № 50.

Для исключения риска возникновения недопустимых отклонений технологического состояния ЛЭП требуется выполнение реконструкции ЛЭП с заменой провода (на провод с сечением не менее существующего) и заменой опор на металлические и железобетонные.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I, II цепь с отпайками

Реконструкция ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I, II цепь с отпайками обусловлена физическим износом, ЛЭП выработала срок амортизации, срок эксплуатации превышает нормативные сроки (год ввода в эксплуатацию ЛЭП – 1961, нормативный срок эксплуатации – 30 лет).

Реконструируемая ЛЭП расположена в зоне интенсивных уносов от промышленных, металлургических предприятий.

За период 2012–2016 годов произошло 35 технологических нарушений, в том числе:

1) 24.08.2014 (акт расследования ТН № 116 Западные электрические сети от 24.08.2014) произошло повреждение провода в месте сварного соединения шлейфа нижней фазы (ф. С) на опоре №26 ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик II цепь с отпайками. Участок ЛЭП находился с 1981 года в условиях сильноагрессивной окружающей среды (территория сброса промышленных отходов ОАО «СУМЗ»). При исследовании образца провода комиссией выявлено, что стальной сердечник имеет сплошную коррозию, и потеря сечения составляет – 38,9%, алюминиевые проволоки внутреннего повива подвержены коррозии слабо, средняя потеря сечения – 1,7%, алюминиевые проволоки наружного повива имеют сплошную коррозию, средняя потеря сечения – 11%. На длине шага скрутки наружного повива имеются многочисленные каверны глубиной от 10 до 60% сечения проволоки, длиной до 15 мм, количеством от 3 до 14 шт. на каждой проволоке. Объем погашенной нагрузки составил 4,2 МВт;

2) 17.08.2014 (акт расследования ТН № 108 Западные электрические сети от 17.08.2014) в пролете опор № 42 - 43 двухцепной ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I, II цепь с отпайками произошел обрыв грозотроса с замыканием на нижнюю фазу, что привело к отключению ЛЭП от действия защит. Объем погашенной нагрузки составил 8,5 МВт.

Для исключения риска возникновения недопустимых отклонений технологического состояния ЛЭП требуется выполнение реконструкции ЛЭП с заменой провода (на провод сечением не менее существующего) и заменой опор на металлические.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Кордюково – Махнево

Реконструкция ВЛ 110 кВ Кордюково – Махнево обусловлена физическим износом (согласно акту технического освидетельствования № 1 от 17.05.2013 Серовские электрические сети, деревянные опоры имеют высокую степень загнивания), срок эксплуатации превышает нормативные сроки (год ввода в эксплуатацию ЛЭП – 1963, нормативный срок эксплуатации – 30 лет).

За период 2012–2016 годов произошло 11 технологических нарушений, в том числе:

1) 21.09.2014 (акт расследования ТН № 133 Серовские электрические сети от 21.09.2014) произошло отключение ВЛ 110 кВ Кордюково – Махнево по причине загнивания стоек опоры № 112;

2) 16.09.2016 (акт расследования ТН № 226 Серовские электрические сети от 16.09.2016) произошло отключение ВЛ 110 кВ Кордюково – Махнево с не успешным АПВ при падении на землю элемента траверсы опоры № 130 с проводом фазы «С», в результате загнивания траверсы в месте сочленения со стойкой.

Для исключения риска возникновения недопустимых отклонений технологического состояния ЛЭП требуется выполнение реконструкции ЛЭП с заменой провода (на провод с сечением не менее существующего) и заменой опор на металлические и железобетонные.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Дачная – Ново-Свердловская ТЭЦ с отпайками

Реконструкция ВЛ 110 кВ Дачная – Ново-Свердловская ТЭЦ с отпайками обусловлена физическим износом, ЛЭП выработала срок амортизации, срок эксплуатации превышает нормативные сроки (год ввода в эксплуатацию ЛЭП – 1934, нормативный срок эксплуатации – 30 лет).

За период 2012–2018 годов произошло 31 технологическое нарушение, в том числе:

23.05.2018 (Акт расследования ТН № 265 Центральные электрические сети от 23.05.2018) произошел обрыв провода ф. «С» в пролете опор № 111-112 ВЛ 110 кВ Дачная – Ново-Свердловская ТЭЦ с отпайками. Причиной аварии стало снижение механической прочности провода при постоянно действующих ветровых нагрузках с дальнейшим изломом деревянной стойки опоры № 111. Испытания участка провода (исследование № 7701-М) показали его неудовлетворительное состояние, а именно стальной сердечник имеет коррозионный рельеф глубиной до 0,1/0,2 мм, снижение прочностных свойств алюминиевой проволоки и проволоки стального сердечника относительно требований ГОСТ 839-80, ГОСТ 9850-72. Общая отключенная нагрузка составила 4 МВт.

Кроме того, физический износ ЛЭП подтверждается Отчетом № 51/18 о результатах выездной расширенной проверки технического состояния оборудования, организации технического обслуживания и ремонтов от 27.09.2018, в рамках которого выявлено наличие загнивания и расщепления деталей деревянных опор, отклонение поддерживающих подвесок провода более предельного значения.

Для исключения риска возникновения недопустимых отклонений технологического состояния ЛЭП требуется выполнение реконструкции ЛЭП с заменой провода (на провод с сечением не менее существующего) и заменой опор на металлические.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Луч – Светофор

ВЛ 110 кВ Луч – Светофор введена в эксплуатацию в 1954 году (нормативный срок эксплуатации – 30 лет). На реконструируемом участке ЛЭП провод АС 185 находится в аварийном состоянии, подвергается воздействию агрессивной среды. В результате многократных коротких замыканий и наличия агрессивной среды провод потерял механическую прочность. Деревянные опоры имеют большую степень загнивания. ЛЭП выработала двойной срок амортизации.

В результате ряда технологических нарушений по причине перекрытия гирлянд изоляторов с разрушением изоляторов произошло отключение ВЛ 110 кВ Луч – Светофор (акт расследования ТН № 13 Талицкие электрические сети от 06.06.2015, акт расследования ТН № 23 Талицкие электрические сети от 01.07.2015, акт расследования ТН № 10 Талицкие электрические сети от 19.06.2016)

Для исключения риска возникновения недопустимых отклонений технологического состояния ЛЭП требуется выполнение реконструкции ЛЭП с заменой опор на металлические и железобетонные, изоляторов и грозозащитного троса.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень, ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень

Необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень, ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень обусловлена физическим износом, срок эксплуатации превышает нормативные сроки (срок эксплуатации ЛЭП превышает нормативные сроки – год ввода в эксплуатацию ЛЭП – 1933, нормативный срок эксплуатации – 30 лет).

Загнивание древесины привело к ряду технологических нарушений на ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень, ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень, в том числе:

- 1) 13.10.2013 (акт расследования ТН № 483 Нижнетагильские электрические сети от 13.10.2013) в результате излома и падения траверсы опоры № 77 из-за загнивания древесины произошло отключение ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень;
- 2) 08.08.2014 (акт расследования ТН № 98 Нижнетагильские электрические сети от 08.08.2014) в результате излома траверсы опоры № 65 из-за загнивания

древесины и обрыва шлейфа произошло отключение ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень.

Для исключения риска возникновения недопустимых отклонений технологического состояния ЛЭП требуется выполнение реконструкции ЛЭП с заменой провода (на провод с сечением не менее существующего) и заменой опор на металлические и железобетонные.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Кошай – Предтурье

Необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ Кошай – Предтурье обусловлена физическим износом, срок эксплуатации превышает нормативные сроки (срок эксплуатации ЛЭП превышает нормативные сроки – год ввода в эксплуатацию ЛЭП – 1961, нормативный срок эксплуатации – 30 лет).

В результате ряда технологических нарушений по причине излома траверсы в месте сочленения со стойкой опоры из-за загнивания произошло отключение ВЛ 110 кВ Кошай – Предтурье (акт расследования ТН № 113 Серовские электрические сети от 16.04.2016, акт расследования ТН № 48 Серовские электрические сети от 03.03.2017, акт расследования ТН № 249 Серовские электрические сети от 13.05.2017, акт расследования ТН № 367 Серовские электрические сети от 26.09.2017).

Для исключения риска возникновения недопустимых отклонений технологического состояния ЛЭП требуется выполнение реконструкции ЛЭП с заменой провода (на провод с сечением не менее существующего) и с заменой опор на металлические и железобетонные.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Южная – Сибирская I цепь с отпайками, ВЛ 110 кВ Сибирская – Чкаловская с отпайками (переустройство отпаек на ПС 110 кВ Алмазная)

Необходимость переустройства отпаек на ПС 110 кВ Алмазная вызвана прохождением ВЛ 110 кВ, выполненной в габаритах 35 кВ, в особо охраняемой лесопарковой зоне.

Падение деревьев из лесного массива на провод ЛЭП приводит к отключению ВЛ 110 кВ Южная – Сибирская I цепь с отпайкам, ВЛ 110 кВ Сибирская – Чкаловская с отпайками и обесточиванию потребителей МО «город Екатеринбург», в том числе:

1) 28.04.2016 (акт расследования ТН № 223 Центральные электрические сети от 28.04.2016) и 12.05.2016 (акт расследования ТН № 255 Центральные электрические сети от 12.05.2016) падение дерева из глубины лесного массива привело к обесточиванию ПС 110 кВ Алмазная, ПС 110 кВ Спортивная, ПС 110 кВ Ботаническая с нагрузкой 25,2 МВт, 47 социально-значимых объектов, население МО «город Екатеринбург» – 39 тыс. человек;

2) 01.06.2016 (Акт расследования ТН № 291 Центральные электрические сети от 01.06.2016) падения дерева из глубины лесного массива привело к обесточиванию ПС 110 кВ Алмазная, ПС 110 кВ Спортивная, ПС 110 кВ

Ботаническая, ЗРУ 6 кВ на ПС 110 кВ Братская с нагрузкой 38,2 МВт, 82 социально-значимых объектов, население МО «город Екатеринбург» – 50,1 тыс. человек.

Для исключения риска возникновения недопустимых отклонений технологического состояния ЛЭП требуется выполнение реконструкции ЛЭП с переустройством в кабельное исполнение.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками

Необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками обусловлена физическим износом, срок эксплуатации превышает нормативные сроки (срок эксплуатации ЛЭП превышает нормативные сроки – год ввода в эксплуатацию ЛЭП – 1933, нормативный срок эксплуатации – 30 лет).

В результате ряда технологических нарушений по причине разрушения изоляторов произошло отключение ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками (акт расследования ТН № 45 Западные электрические сети от 29.04.2016, акт расследования ТН № 72 Западные электрические сети от 01.08.2017).

Для исключения риска возникновения недопустимых отклонений технологического состояния ЛЭП требуется выполнение реконструкции ЛЭП с заменой провода (на провод с сечением не менее существующего) и заменой опор на металлические и железобетонные.

Реконструкция КЛ 110 кВ ВИЗ – Новая

Необходимость реконструкции КЛ 110 кВ ВИЗ – Новая обусловлена физическим износом, срок эксплуатации превышает нормативные сроки (срок эксплуатации КЛ превышает нормативные сроки – год ввода в эксплуатацию КЛ – 1976, нормативный срок эксплуатации – 30 лет).

Существующая КЛ 110 кВ выполнена в 1976 году маслонаполненным кабелем З(МСАШВУ-110-1*270), который в настоящее время находится в неудовлетворительном техническом состоянии по степени старения (акт технического освидетельствования энергообъекта АО «ЕЭСК» от 03.10.2016). В г. Екатеринбурге отсутствуют специализированные организации по выполнению ремонтных работ на КЛ данного типа. В случае повреждения данной КЛ сроки устранения технологического нарушения будут составлять более 14 рабочих дней.

Для исключения риска возникновения недопустимых отклонений технологического состояния КЛ требуется выполнение реконструкции КЛ с заменой кабеля (на кабель с сечением не менее существующего).

Строительство ПС 220 кВ Надежда с заходами ЛЭП 220 и 110 кВ

В проекте Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019–2025 годы в качестве мероприятия, необходимость реализации которого не подтверждена заявками на технологическое присоединение и (или) режимно-балансовой ситуацией, приведено мероприятие по строительству ПС 220 кВ Надежда с заходами ЛЭП 220 и 110 кВ.

Перечень мероприятий по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области, приведен в приложении № 9 к настоящему схеме и программе развития.

Глава 31. Развитие электрических сетей на территории Свердловской области 35 кВ и ниже

Развитие электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже энергосистемы Свердловской области в период 2020–2024 годов будет связано с решением следующих задач, направленных на повышение эффективности функционирования энергосистемы:

- 1) обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии;
- 2) обеспечение электроснабжения существующих потребителей в соответствии с нормами качества электроэнергии;
- 3) обновление электросетевого оборудования, связанное с его неудовлетворительным состоянием.

Предложения по развитию электрической сети напряжением 35 кВ и ниже на период 2020–2024 годов сформированы на основе предложений ОАО «МРСК Урала», АО «Облкоммунэнерго», АО «ЕЭСК».

Полный перечень мероприятий, реализуемых в электрической сети напряжением 35 кВ и ниже, приведен в приложении № 10 к настоящему схеме и программе развития.

ПС 35 кВ БКЗ

В настоящее время на ПС 35 кВ БКЗ установлены:

- 1) Т1 мощностью 1,8 МВА (ТМН-1,8/35/6 1954 года выпуска);
- 2) Т2 мощностью 2,5 МВА (ТМН-2,5/35/6 2008 года выпуска).

По результатам анализа контрольных замеров 2016-2018 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могла возникнуть недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2016 году.

Максимальная загрузка ПС 35 кВ БКЗ по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 2,49 МВА (2,45 МВт).

Перегрузочная способность Т1, срок эксплуатации которого превысил 30 лет, определяется собственником оборудования в соответствии с пунктами В.3 и В.4 Приложения В к СТО 56947007-29.180.01.116-2012.

Наиболее теплая температура воздуха в день зимнего контрольного замера 2016 года составила -22°C (в связи с недопустимостью применения принципа линейной интерполяции для определения перегрузочной способности трансформаторов старше 30 лет при выполнении расчетов учтена температура -20°C).

Перегрузочная способность Т1 определяется в соответствии с СТО 56947007-29.180.01.116-2012. С учетом того, что в перспективном пятилетнем периоде срок эксплуатации указанного трансформатора превышает 30 лет, их перегрузочная способность определяется в соответствии с пунктами В.3 и В.4 Приложения В к указанному СТО.

Перегрузочная способность трансформаторов старше 30 лет с типом охлаждения М приведена в таблице 30.

При отключении Т2 нагрузка обмотки 35 кВ оставшегося в работе Т1 мощностью 1,8 МВА могла составить 41 А (1,37 о.е. от $I_{\text{ддтн}} = I_{\text{ном}} = 30$ А, 0,8 о.е. от $I_{\text{адтн.20мин}} = 1,7 \times I_{\text{ном}} = 51$ А при -20°C).

На рисунке 38 приведен суточный график загрузки ПС 35 кВ БКЗ для дня зимнего контрольного замера 2016 года. Загрузка Т1 при отключении Т2 не превысила бы 1,4 о.е. от $I_{\text{ном}}$, что допустимо длительно.

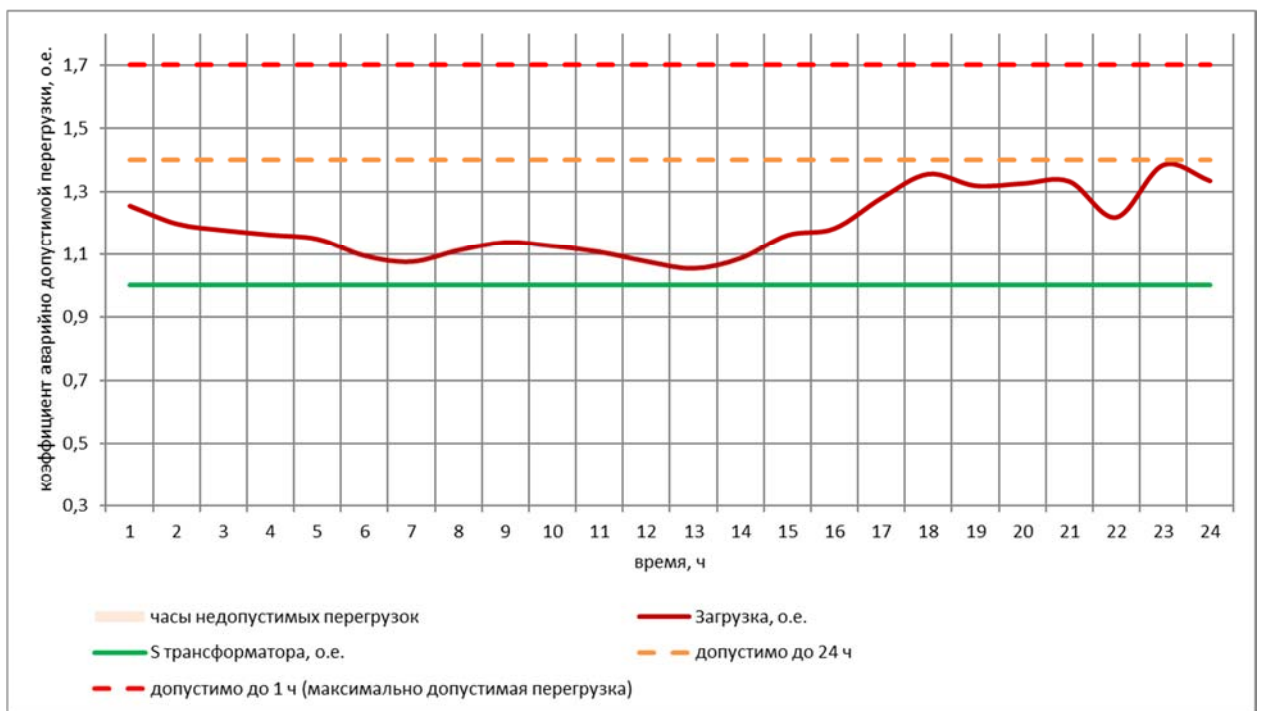


Рис. 38. График загрузки ПС 35 кВ БКЗ в день зимнего контрольного замера 2016 года

Прирост объема нагрузки по действующим ТУ на ТП по ПС 35 кВ БКЗ с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузок может составить 0,93 МВт. С учетом действующих ТУ на ТП нагрузка ПС 35 кВ БКЗ может составить

3,37 МВт, таким образом, нагрузка Т1 при отключении Т2 возрастает до 3,44 МВА или 1,9 о.е. от $I_{ном}$, что недопустимо при -20°C .

По результатам оценки нагрузки трансформаторов выявлено, что необходима замена существующего трансформатора Т1 мощностью 1,8 МВА на трансформатор мощностью 4 МВА (с $I_{ддтн}$ обмотки 35 кВ, равной 66 А).

ПС 35 кВ Кушва

В настоящее время на ПС 35 кВ Кушва установлены:

- 1) Т1 мощностью 10 МВА (ТД-10000/35/6 1974 года выпуска);
- 2) Т3 мощностью 10 МВА (ТДНС-10000/35/6 1970 года выпуска).

По результатам анализа контрольных замеров 2016-2018 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могла возникнуть недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2016 году.

Загрузка ПС 35 кВ Кушва по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 16,82 МВА (14,62 МВт).

Наиболее теплая температура воздуха в день зимнего контрольного замера 2016 года составила -22°C (в связи с недопустимостью применения принципа линейной интерполяции для определения перегрузочной способности трансформаторов старше 30 лет при выполнении расчетов учтена температура -20°C).

Перегрузочная способность Т1 и Т3, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования в соответствии с пунктами В.3 и В.4 Приложения В к СТО 56947007-29.180.01.116-2012.

Перегрузочная способность трансформаторов старше 30 лет с типом охлаждения Д приведена в таблице 31.

При отключении Т2 (Т1) нагрузка обмотки 110 кВ оставшегося в работе Т1 (Т2) мощностью 10 МВА могла составить 277 А (1,68 о.е. от $I_{ддтн} = I_{ном} = 165$ А, 1,12 о.е. от $I_{ддтн.20мин} = 1,5 \times I_{ном} = 247$ А при -20°C).

На рисунке 39 приведен суточный график нагрузки ПС 35 кВ Кушва для дня зимнего контрольного замера 2016 года. Нагрузка Т1 (Т2) при отключении Т2 (Т1) могла превышать 1,6 о.е. от $I_{ном}$ в течение 4 часов, что недопустимо по времени (допустимо 1 минуту при -20°C).

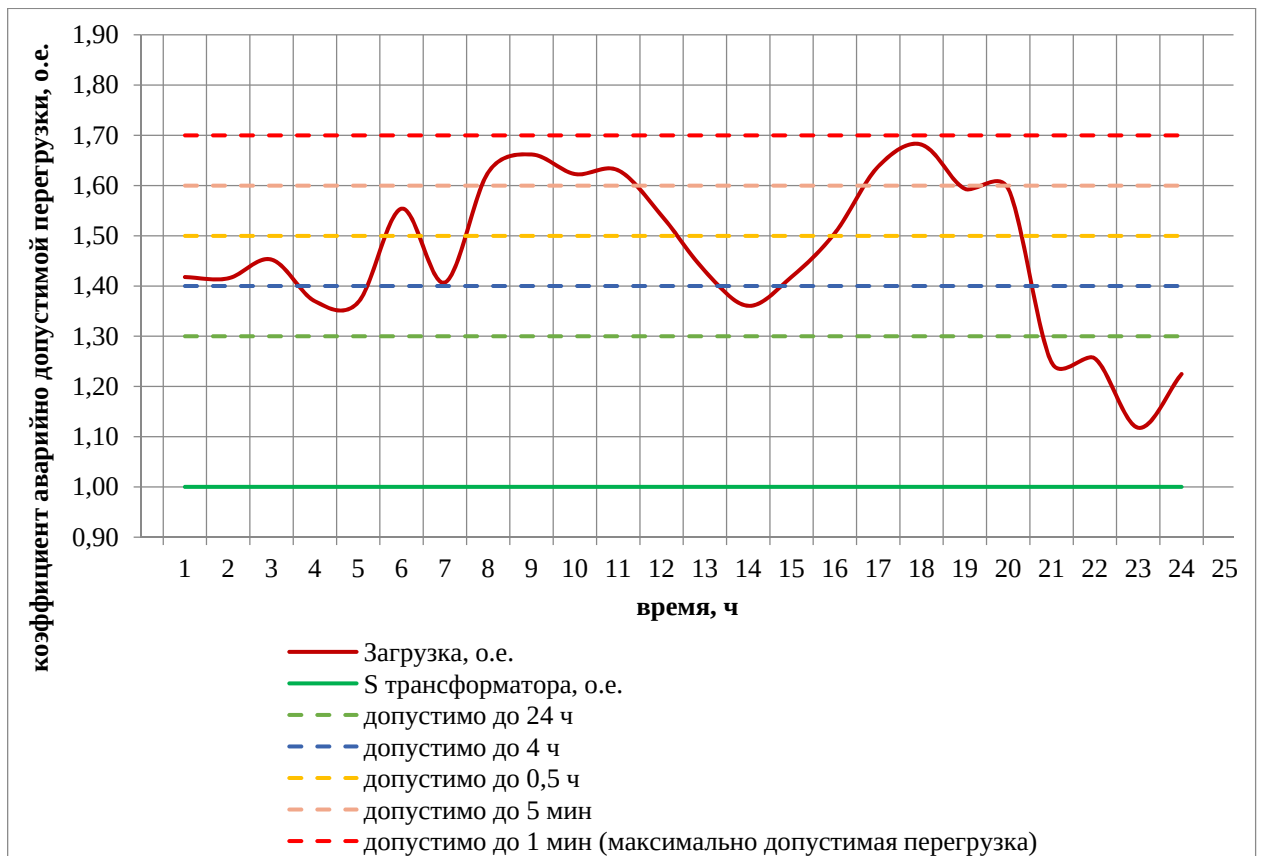


Рис. 39. График загрузки ПС 35 кВ Кушва в день зимнего контрольного замера 2016 года

По результатам оценки загрузки трансформаторов выявлено, что необходимо выполнить замену существующих трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.

Реконструкция ПС 35 кВ Шайтанка

В настоящее время на ПС 35 кВ Шайтанка установлены:

- 1) Т1 мощностью 6,3 МВА (ТМН-6300/35/10 1992 года выпуска),
- 2) Т2 мощностью 4 МВА (ТМ-4000/35/10 1980 года выпуска).

По результатам анализа контрольных замеров 2016-2018 годов наиболее тяжелые режимно-балансовые ситуации, при которых могли возникнуть недопустимая перегрузка трансформаторного оборудования, имели место в 2016 году.

Максимальная загрузка ПС 35 кВ Шайтанка по данным зимнего контрольного замера 2016 года составила 7,04 МВА (6,88 МВт).

Перегрузочная способность Т1 (Т2) ПС 35 кВ Шайтанка, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования в соответствии с пунктами В.3 и В.4 Приложения В к СТО 56947007-29.180.01.116-2012.

Наиболее теплая температура воздуха в день зимнего контрольного замера 2016 года составила -22°C (в связи с недопустимостью применения принципа линейной интерполяции для определения перегрузочной способности

трансформаторов старше 30 лет при выполнении расчетов учтена температура -20°C).

Перегрузочная способность трансформаторов старше 30 лет с типом охлаждения М приведена в таблице 30.

При отключении Т1 нагрузка обмотки 35 кВ оставшегося в работе Т2 мощностью 4 МВА могла составить 116 А (1,76 о.е. от $I_{\text{ддтн}} = I_{\text{ном}} = 66 \text{ А}$, 1,04 о.е. от $I_{\text{адтн.20мин}} = 1,7 \times I_{\text{ном}} = 177 \text{ А}$ при -20°C).

На рисунке 40 приведен суточный график загрузки ПС 35 кВ Шайтанка для дня зимнего контрольного замера 2016 года. В соответствии с указанным графиком нагрузка Т2 при отключении Т1 могла превышать 1,7 о.е. от $I_{\text{ном}}$, что недопустимо по величине и длительности.

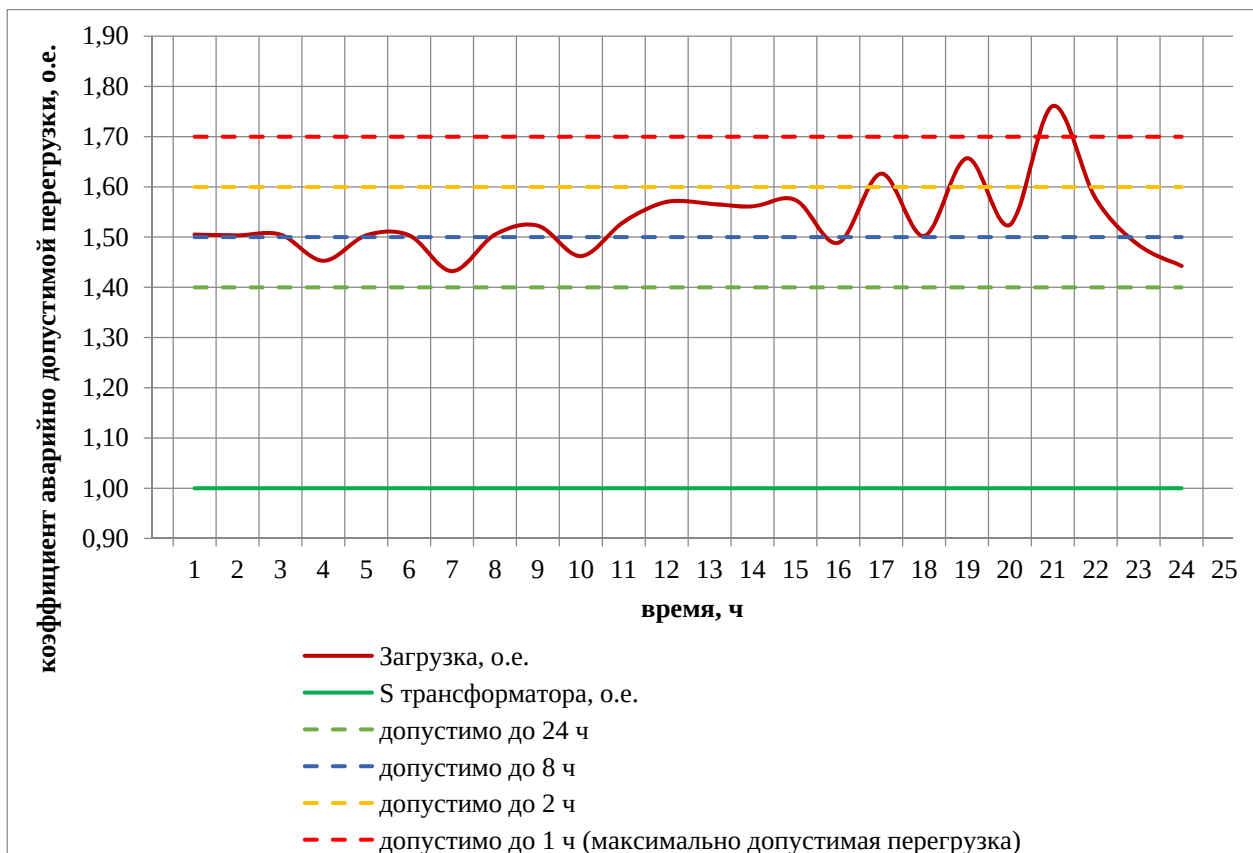


Рис. 40. График загрузки ПС 35 кВ Шайтанка в день зимнего контрольного замера 2016 года

По результатам оценки загрузки трансформаторов выявлено, что необходимо выполнить замену существующего трансформатора Т2 мощностью 4 МВА на трансформатор большей мощностью.

Прирост объема нагрузки действующих ТУ на ТП на ПС 35 кВ Шайтанка с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить 2,4 МВт. С учетом действующих ТУ на ТП нагрузка ПС 35 кВ Шайтанка может составить 9,28 МВт.

Необходимо выполнить замену существующего трансформатора Т2 мощностью 4 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

В соответствии с протоколами ПО НТЭС филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»:

1) хроматографического анализа трансформаторного масла Т1 ПС 35 кВ Шайтанка от 23.01.2014 № 64;

2) хроматографического анализа трансформаторного масла Т1 ПС 35 кВ Шайтанка от 05.09.2016 № 296;

3) хроматографического анализа трансформаторного масла Т1 ПС 35 кВ Шайтанка от 15.10.2018 № 433,

в трансформаторном масле Т1 ПС 35 кВ Шайтанка выявлена повышенная концентрация водорода (превышение нормы в 5-6 раз), свидетельствующая о наличии внутренних дефектов, дано заключение, что трансформатор не подлежит ремонту и необходима его замена.

Таким образом, на ПС 35 кВ Шайтанка необходимо выполнить замену трансформаторов мощностью 4 МВА и 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА каждый.

Таблица 30

Перегрузочная способность трансформаторов старше 30 лет с типом охлаждения М

Номер строки	Продолжительность перегрузки в течение суток	20 секунд	1 минута	5 минут	10 минут	20 минут	30 минут	1 час	2 часа	4 часа	8 часов	24 часа
1.	Перегрузка в долях номинального тока при -20°C	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4
2.	Перегрузка в долях номинального тока при 0°C	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3

Таблица 31

Перегрузочная способность трансформаторов старше 30 лет с типом охлаждения Д

Номер строки	Продолжительность перегрузки в течение суток	20 секунд	1 минута	5 минут	10 минут	20 минут	30 минут	1 час	2 часа	4 часа	8 часов	24 часа
1.	Перегрузка в долях номинального тока при -20°C	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3
2.	Перегрузка в долях номинального тока при 0°C	1,7	1,7	1,6	1,5	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2

Перегрузочная способность трансформаторов до 30 лет с типом охлаждения Д

Номер строки	Продолжительность перегрузки в течение суток	20 секунд	1 минута	5 минут	10 минут	20 минут	30 минут	1 час	2 часа	4 часа	8 часов	24 часа
1.	Перегрузка в долях номинального тока при -20°С	2,0	2,0	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5
2.	Перегрузка в долях номинального тока при 0°С	2,0	2,0	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4

Глава 32. Организация единых теплоснабжающих организаций

В правилах организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», определены права и обязанности теплоснабжающих и теплосетевых организаций, иных владельцев источников тепловой энергии и тепловых сетей, потребителей тепловой энергии в сфере теплоснабжения. Согласно указанным правилам для повышения качества обеспечения населения тепловой энергией необходима организация единых теплоснабжающих организаций.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- 1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- 2) размер собственного капитала;
- 3) способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Глава 33. Потребность электростанций и котельных в топливе

Приоритетами в формировании перспективного топливного баланса в Свердловской области должны стать диверсификация, надежное взаиморезервирование видов топлива и снижение экологической нагрузки электроэнергетики – атмосферных выбросов и образования золоотвалов электростанций.

С учетом того, что потребляемый предприятиями энергетики уголь является дальнепривозным, нецелесообразно какое-либо наращивание доли и объема угля в топливном балансе электроэнергетики Свердловской области.

Смягчение рисков, связанных с дальностью перевозок экибастузского угля, можно обеспечить приоритетным вовлечением в топливный баланс энергетики области природного газа, внутренних топливных ресурсов (торф, природный газ) и развитием атомной энергетики.

Важнейшие внутренние и пока не используемые ресурсы – торф и природный газ. Возможности потенциальной добычи торфа в Свердловской области – не менее 3–5 млн. т.у.т. в год, что может обеспечить работу не менее 1000 МВт установленной электрической мощности электростанций и выработку не менее 10 млн. Гкал в год тепла, отпускаемого котельными. Эффективность возвращения торфа в энергобаланс определяется возможностями новых технологий его сжигания, в том числе его газификацией. Ресурсы торфа позволяют в конечном счете произвести замещение угля для производства тепла в котельных.

Новый для Свердловской области внутренний энергоресурс – природный газ. Наиболее подготовлены к его использованию Бухаровское и Кедровское месторождения на юго-западе Свердловской области. Ведется разведка на других перспективных площадях. Возможности добычи газа в области оцениваются в 1,5–2 млрд. куб. м в год. Ресурсы собственного газа позволяют рассматривать перспективы сооружения новой электростанции мощностью порядка 1500 МВт вблизи месторождения либо ориентировать их на нужды малой распределенной энергетики на сжиженном природном газе или в виде компримированного газа, исключая необходимость сооружения газопроводов.

Перспективы развития атомной энергетики в Свердловской области связаны в первую очередь с успешной эксплуатацией энергоблоков БН-600 и БН-800 Белоярской АЭС.

Формирование перспективной структуры энергетического топлива должно сопровождаться минимизацией затрат на его получение, особенно в части угля, диверсификацией, использованием новых возможностей малой и распределенной генерации, энергетических технологий на торфе и других возобновляемых ресурсах и оптимизацией энергетических режимов. По критерию надежности топливообеспечения энергетики области на долю ввозимого в область энергоресурса каждого вида не должно приходиться более 30–40% от суммарного потребления.

Динамика потребляемых топливных ресурсов представлена на рисунках 41 и 42.

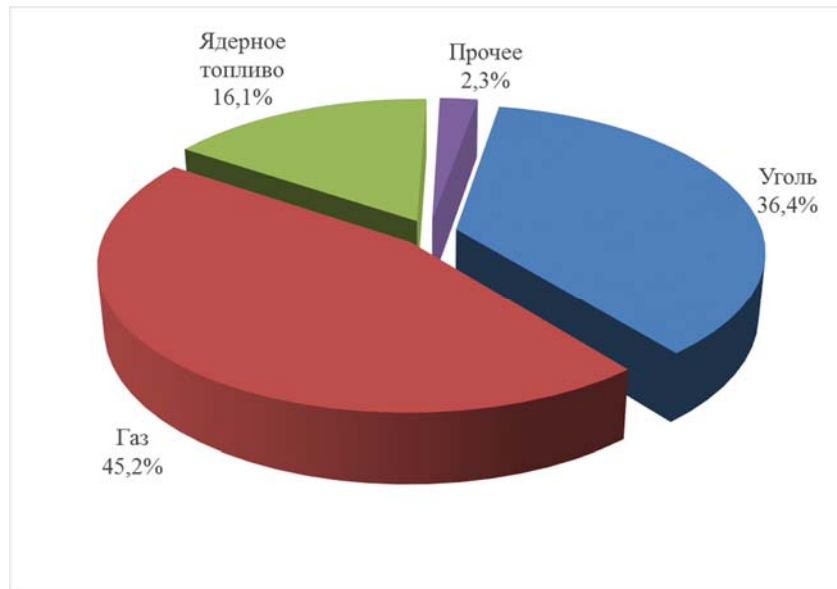


Рис. 41. Потребление топливных ресурсов в электроэнергетике в 2018 году

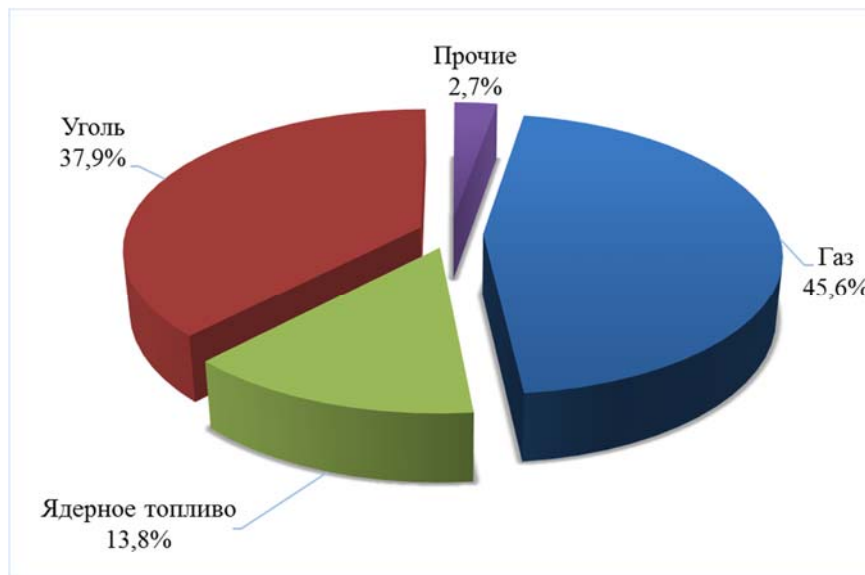


Рис. 42. Потребление топливных ресурсов в электроэнергетике в 2024 году

Глава 34. Энергообеспечение удаленных территорий Свердловской области

В регионе имеется ряд населенных пунктов, удаленных от сетей централизованного электроснабжения, с малой численностью населения. Перечень населенных пунктов, расположенных на территории Свердловской области, не охваченных на 1 марта 2019 года централизованным электроснабжением, по данным администраций муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, представлен в таблице 33. Подключение их к централизованной электросети нецелесообразно в силу дороговизны, переселение населения этих населенных пунктов невозможно в силу необходимости сохранения существующего жизненного уклада, а обеспечение параметров комфортного существования на уровне среднеобластного предусмотрено в том числе Стратегией социально-экономического развития

Свердловской области на 2016–2030 годы, утвержденной Законом Свердловской области от 21 декабря 2015 года № 151-ОЗ «О Стратегии социально-экономического развития Свердловской области на 2016–2030 годы».

Таблица 33

Перечень населенных пунктов, расположенных на территории Свердловской области, не охваченных на 1 марта 2019 года централизованным электроснабжением

Номер строки	Наименование муниципального образования	Населенный пункт
1.	Горноуральский городской округ	деревня Нижняя Ослянка
2.	Гаринский городской округ	село Еремино, деревня Шантальская, село Шабурово, поселок Ликино, поселок Новый Вагиль
3.	Ивдельский городской округ	поселок Понил, поселок Митяево, поселок Нагорный, поселок Суеватпауль, поселок Хандыбина Юрта, поселок Юрта Курикова, поселок Юрта Анямова, поселок Бахтиярова Юрта, поселок Ушма, поселок Массавы, поселок Пакина, поселок Пристань, поселок Юркино
4.	Город Каменск-Уральский	деревня Монастырка
5.	Махнёвское муниципальное образование	поселок Калач
6.	Городской округ Ревда	поселок Зеленый Бор
7.	Туринский городской округ	село Кумарьинское

При принятии решения об организации энергоснабжения удаленных территорий необходимо в каждом конкретном случае проводить технико-экономический анализ вариантов организации энергоснабжения. К альтернативе строительства электросетевых объектов можно отнести газификацию удаленных населенных пунктов (в том числе с использованием сжиженного природного газа, диметилового эфира) на базе когенерационных установок малой мощности, создание объектов малой генерации на древесных отходах или иных видах местного топлива.

Также необходимо принимать во внимание следующие факторы:

- 1) создание новых рабочих мест в случае развития автономных систем энергоснабжения, что особо актуально для удаленных территорий;
- 2) при отказе от развития локальной малой генерации и развитии сетевой инфраструктуры эксплуатация протяженных линий электропередачи с

минимальным перетоком электрической энергии приведет к заметному росту тарифов на передачу электрической энергии для всех потребителей Свердловской области и снижению показателей эффективности работы электросетевого комплекса Свердловской области.

На территории Свердловской области имеются объективные предпосылки к развитию малой генерации, включая генерацию на местных видах топлива и генерацию на основе возобновляемых источников энергии, в том числе:

1) значительный промышленный и жилищно-коммунальный сегменты с центрами потребления электрической и тепловой энергии, не входящие в зону охвата существующих ТЭЦ;

2) наличие ряда населенных пунктов, удаленных от сетей централизованного электроснабжения, с малой численностью населения;

3) наличие собственного топливного потенциала, пригодного для замещения импортируемого топлива. В Свердловской области имеются запасы торфа (более 3000 млн. тонн) и биомассы (до 0,5 млн. тонн/год). Вблизи г. Красноуфимска имеются запасы природного газа с потенциальным ежегодным дебетом 1,5–2 млрд. куб. м. Замещение привозного топлива является одним из механизмов достижения стратегических задач в части повышения энергетической безопасности.

Также возможно использование следующего энергетического потенциала:

1) солнечного – для нагрева воды, электропитания потребителей и зарядки аккумуляторных батарей в период с апреля по сентябрь;

2) ветрового – для электропитания потребителей и зарядки аккумуляторных батарей в течение всего года с коэффициентом использования установленной мощности 0,15–0,2;

3) гидрологического – для электропитания потребителей и зарядки аккумуляторных батарей в течение безледного периода с коэффициентом использования установленной мощности 0,3–0,4;

4) теплового потенциала грунтовых вод и грунтов, а также очистных сооружений и теплых сбросов – для отопления в системах с тепловыми насосами, питаемыми электроэнергией от централизованной электрической сети.

Существуют также предпосылки для развития атомной энергетики на базе подземных атомных теплоэлектростанций средней и большой мощности.

Для вовлечения перечисленного потенциала энергоресурсов в топливно-энергетический баланс Свердловской области целесообразна разработка:

1) концепции и программы развития торфяного и биоэнергетического кластера со схемой-картой распределения запасов и потребностей в местных энергоресурсах с их логистической увязкой;

2) технико-экономического обоснования развития атомной энергетики Свердловской области на базе подземных атомных станций в районе г. Лесного, Новоуральска, Североуральска, имеющих энергоемкие производства;

3) программы использования собственных ресурсов природного газа;

4) программы развития малой гидроэнергетики и иных возобновляемых источников энергии (помимо биомассы и торфа) на территории Свердловской области.

Стратегической целью программ необходимо установить достижение к 2023 году доли энергетики на собственных ресурсах в ТЭБ Свердловской области не менее 17%, а к 2030 году – не менее 25%. В указанных программах целесообразно рассматривать возможность использования следующих перспективных технологий:

- 1) парогазовая установка на природном газе;
- 2) завод по сжижению природного газа для транспортировки в газовозах и последующей его регазификации для использования в котельных и на ТЭС Свердловской области;
- 3) газогенераторная парогазовая теплоэлектростанция на торфе;
- 4) завод по производству метанола или синтетического жидкого топлива из торфа;
- 5) технологии по использованию диметилового эфира.

Для решения задач по повышению уровня комфортного проживания граждан в населенных пунктах, указанных в таблице 33, а также в иных населенных пунктах с использованием объектов малой энергетики целесообразно проведение следующих мероприятий:

- 1) подготовка технико-экономических обоснований по способу энергообеспечения населенных пунктов (строительство электрических сетей или внедрение устройств локального энергообеспечения на базе перечня наилучших доступных технологий);
- 2) утверждение перечня населенных пунктов, в которых возможно создание опережающими темпами современных систем автономного электроснабжения;
- 3) разработка областной программы создания систем автономного энергообеспечения согласно разработанным технико-экономическим обоснованиям.

Глава 35. Потребность в кадровых ресурсах для реализации программы развития электроэнергетики Свердловской области

В Программе модернизации и создания новых рабочих мест в электроэнергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве Свердловской области на период до 2020 года, утвержденной приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области от 12.01.2015 № 1 «О Программе модернизации и создания новых рабочих мест в электроэнергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве Свердловской области на период до 2020 года» с изменениями, внесенными приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области от 25.12.2018 № 552 (далее – Программа), отмечено следующее:

- 1) создание новых высокопроизводительных рабочих мест является необходимым условием для модернизации экономики Свердловской области, роста производительности труда и повышения конкурентоспособности предприятий, расположенных на территории Свердловской области;
- 2) ситуация на рынке труда Свердловской области, несмотря на перспективы развития большинства отраслей экономики Свердловской области, оказывается

под негативным влиянием ряда факторов: неблагоприятных демографических процессов, дисбаланса между количеством и составом предлагаемых на рынке труда и востребованных экономикой квалифицированных специалистов, высокой степенью износа основных фондов;

3) модернизация производства, расширение применения новых наукоемких технологий и их развитие приводят к изменению профессионально-квалифицированной структуры спроса на рынке труда, повышению требований работодателей к качеству рабочей силы;

4) несоответствие структуры профессионального образования актуальным и перспективным потребностям рынка труда по квалифицированному уровню и профессиональной структуре привело к нехватке квалифицированных кадров по ряду профессий и специальностей.

Поэтому очевидно, что любые проекты по созданию новых рабочих мест должны быть дополнены инвестициями на уровне предприятий в профессиональную подготовку и переподготовку персонала для этих рабочих мест.

Центры роста потребности в трудовых ресурсах включают в себя крупнейшие центры экономического развития и притяжения трудовых ресурсов, а также центры экономического развития среднего размера, испытывающие кадровый дефицит. Территории-доноры трудовых ресурсов – населенные пункты, обладающие трудовыми ресурсами, однако мощности их экономического комплекса недостаточны для эффективного использования имеющегося человеческого капитала. Слабеющие территории – муниципальные образования, расположенные на территории Свердловской области, характеризующиеся теряющим масштабы экономическим комплексом и снижающимся объемом трудовых ресурсов. Таким образом, для обеспечения показателей по созданию высокопроизводительных рабочих мест, обозначенных в Программе, необходимо обеспечить территориальное перераспределение трудовых ресурсов, важной составляющей которого является миграция.

Многие процессы и направления в системе внутренней миграции Свердловской области уже сложились в соответствии с рыночными механизмами, однако некоторым может потребоваться поддержка. Для определения перспективных направлений развития миграции необходим постоянный мониторинг кадровой потребности предприятий на данных территориях.

За период 2007–2012 годов темп роста производительности труда в целом по Свердловской области составил 117,4% при среднегодовом росте 103,3%.

Производительность труда по Свердловской области, рассчитанная по обороту организаций, в 2012 году составляла чуть более 2 млн. рублей на одного работающего. Наиболее производительным сектором экономики Свердловской области была и остается торговля – 5,3 млн. рублей и сектор по производству и распределению электроэнергии, газа и воды – 4 млн. рублей (на его долю приходится 4,6% в численности занятых и 12,7% в объеме оборота организаций).

Производство и распределение электроэнергии, газа и воды локализованы преимущественно на территориях, не входящих в управленческие округа Свердловской области (г. Екатеринбург), – 33% занятых в отрасли. Следующим по доле численности занятых в отрасли следует Горнозаводской управленческий

округ Свердловской области – 19%, далее по 13% в Северном, Западном и Южном управленческих округах Свердловской области. При этом ситуация по производительности труда существенно отличается от структуры численности занятых. Производительность труда в Горнозаводском, Северном и Западном управленческих округах Свердловской области составляет соответственно 1,9 млн. рублей, 1,8 млн. рублей и 2,0 млн. рублей, что в 2 раза ниже, чем в среднем по отрасли. Вместе с тем на территориях данных округов имеются муниципальные образования с высокой производительностью данного сектора: Горнозаводской управленческий округ Свердловской области – город Нижний Тагил, ГО Верхний Тагил; Северный управленческий округ Свердловской области – Качканарский ГО, ГО Краснотурьинск, Серовский ГО, Нижнетуринский ГО; Западный управленческий округ Свердловской области – ГО Среднеуральск. Высокоэффективная занятость в секторе производства и распределения электроэнергии, газа и воды представлена в г. Екатеринбурге – 8,7 млн. рублей на человека и Южном управленческом округе Свердловской области – 4,9 млн. рублей на человека.

С учетом показателей, установленных Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 2012 года № 596 «О долгосрочной государственной экономической политике» и постановлением Правительства Свердловской области от 11.07.2014 № 591-ПП «О Программе модернизации и создания новых рабочих мест на территории Свердловской области на период до 2020 года», в качестве основных задач Программы выделены:

- 1) создание новых и модернизация действующих производств;
- 2) рост производительности труда – увеличение производительности труда к 2020 году в 1,8 раза к уровню 2013 года;
- 3) рост объемов инвестиций – увеличение объема инвестиций к 2020 году в основной капитал на 42,1% к уровню 2013 года;
- 4) рост доли высококвалифицированных кадров – увеличение к 2020 году числа высококвалифицированных работников от числа квалифицированных работников до 30%;
- 5) рост заработной платы в целом в сфере производства и распределения электроэнергии, газа, воды: увеличение к 2020 году размера среднемесячной заработной платы в 1,4 раза к уровню 2013 года.

Основные показатели Программы в сфере производства и распределения электроэнергии, газа и воды приведены в таблице 34.

Основные показатели Программы в сфере производства и распределения электроэнергии, газа и воды на период до 2020 года

Но- мер стро- ки	Наименование показателя	2013 год	2018 год	2020 год	2018 год к уровню 2013 года (процентов)	2020 год к уровню 2013 года (процентов)
1	2	3	4	5	6	7
1.	Создание и модернизация рабочих мест по полному кругу организаций (в производстве и распределении электроэнергии, газа и воды), нарастающим итогом (тыс. мест)					
2.	Инерционный	х	37,0	57,0	х	х
3.	Целевой	х	38,0	58,5	х	х
4.	Среднесписочная численность работающих (тыс. человек)					
5.	Инерционный	65,7	65,9	66,0	100,3	100,5
6.	Целевой	65,7	66,0	66,2	100,4	100,8
7.	Производительность труда одного работающего (млн. рублей) (в ценах 2014 года)					
8.	Инерционный	4,0	4,6	4,7	115,0	117,5
9.	Целевой	4,0	6,4	7,3	160,0	182,5
10.	Производительность труда на модернизированных и вновь созданных рабочих местах (млн. рублей) (в ценах 2014 года)					
11.	Инерционный	х	4,7	4,8	х	х
12.	Целевой	х	6,5	7,5	х	х
13.	Объем инвестиций в основной капитал по полному кругу организаций (в производстве и распределении электроэнергии, газа и воды) (млрд. рублей) (в ценах 2014 года)					
14.	Инерционный	54,4	69,2	73,3	127,2	134,7
15.	Целевой	54,4	71,4	77,3	131,3	142,1
16.	Стоимость создания одного рабочего места (млн. рублей) (в ценах 2014 года)					
17.	Инерционный	х	4,3–8,0	4,3–8,0	х	х
18.	Целевой	х	5,5–13,5	5,5–13,5	х	х
19.	Среднемесячная заработная плата одного работника по полному кругу организаций (в производстве и распределении электроэнергии, газа и воды) (тыс. рублей) (в ценах 2014 года)					
20.	Инерционный	31,4	39,1	42,4	124,5	135
21.	Целевой	31,4	41,6	46,3	132,5	147,5
22.	Потребность в подготовке (переподготовке) кадров для модернизируемых и создаваемых рабочих мест (человек по уровням подготовки), нарастающим итогом					
23.	Инерционный	х	8540	8900	х	х
24.	Целевой	х	9000	9710	х	х

Среднесписочная численность работников организаций по виду экономической деятельности – обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха за 2018 год составила 51,6 тыс. человек. Начисленная среднемесячная заработная плата по виду экономической деятельности – обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха за 2018 год составила 42,1 тыс. рублей.

Численность занятых на предприятиях электросетевого и генерирующего комплекса Свердловской области за 2017 год составила более 20 тыс. человек.

К 2020 году на территории Северного управленческого округа Свердловской области планируется создать и модернизировать 3,8 тыс. рабочих мест в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды (включая жилищно-коммунальное хозяйство).

На территории Горнозаводского управленческого округа Свердловской области планируется создать и модернизировать к 2020 году 6,0 тыс. рабочих мест в секторе энергетики и жилищно-коммунального хозяйства.

На территории Западного управленческого округа Свердловской области планируется создать и модернизировать к 2020 году 5,4 тыс. рабочих мест в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды и жилищно-коммунальном хозяйстве.

На территории Южного управленческого округа Свердловской области планируется создать и модернизировать к 2020 году 8,8 тыс. рабочих мест в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды, включая коммунальные услуги, что составит 15% от рабочих мест по Свердловской области.

На территории Восточного управленческого округа Свердловской области планируется создать и модернизировать к 2020 году 1,6 тыс. рабочих мест в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды, включая жилищно-коммунальное хозяйство.

На территориях вне управленческих округов Свердловской области планируется создать и модернизировать к 2020 году 32,9 тыс. рабочих мест в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды, включая жилищно-коммунальное хозяйство.

Данный комплекс мероприятий позволит создать и модернизировать к 2020 году 26 740 рабочих мест в электроэнергетическом комплексе Свердловской области.

Данные по количеству создаваемых и модернизируемых рабочих мест в электроэнергетическом комплексе Свердловской области с перспективой до 2020 года приведены в таблице 35.

**Количество создаваемых и модернизируемых рабочих мест
в электроэнергетическом комплексе Свердловской области**

Номер строки	Наименование мероприятия	Количество создаваемых/модернизируемых рабочих мест									Всего
		2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	
1.	Создаваемые рабочие места										
2.	Электроэнергетика: строительство новых блоков на электрических станциях			1167	418	205	140	420	500	610	3460
3.	Модернизируемые рабочие места										
4.	Реконструкция и модернизация объектов энергетики (генерирующих мощностей)	680	2000	2000	2700	2600	2600	2500	4000	4200	23 280
5.	Итого	680	2000	3167	3118	2805	2740	2920	4500	4810	26 740

Эффективность реализации Программы во многом зависит от развития кадрового потенциала электроэнергетического и жилищно-коммунального комплексов. В частности, процессы модернизации подразумевают качественный переход на новый (инновационный) технико-технологический уровень развития электроэнергетического и жилищно-коммунального комплексов, где центральное место занимают процессы повышения энергоэффективности и энергосбережения, снижения аварийности, внедрения новых моделей управления.

В связи с чем для эффективной реализации Программы необходимо:

1) построение особой системы взаимодействия органов государственной власти Свердловской области и органов местного самоуправления муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, организаций электроэнергетического и жилищно-коммунального комплексов с образовательными организациями высшего образования и профессиональными образовательными организациями, направленной на подготовку и дополнительное профессиональное образование специалистов;

2) внедрение актуальных образовательных программ в области техники, технологии, управления, экономики и права в электроэнергетическом и жилищно-коммунальном комплексах.

Важное значение в этом вопросе отводится социальному партнерству – системе взаимодействия образовательных организаций и работодателей в организации профессиональной подготовки, трудоустройстве и закреплении выпускников в организациях.

На начало 2019 года ощущается разрыв между профессионально-квалификационными требованиями работодателей и уровнем подготовки выпускников образовательных организаций высшего образования и профессиональных образовательных организаций, спросом на рынке труда и

предложением на рынке образовательных услуг. В условиях отсутствия системы гарантированного трудоустройства для выпускников большинства образовательных организаций наиболее сложной проблемой становятся самостоятельный поиск социальных партнеров, выстраивание эффективного взаимодействия с ними и достижение необходимого качества профессиональной подготовки рабочих и специалистов, ориентированных на потребности рынка труда.

Все более актуальным становится вопрос формирования новой системы отношений между образовательными организациями, которые становятся не просто потребителями «продукции» образовательных услуг, но и одним из источников их финансирования.

Глава 36. Перспективные инновационные технологии и направления развития электроэнергетического комплекса Свердловской области

Правительством Свердловской области в соответствии с Федеральным законом от 28 июня 2014 года № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации» определены этапы и стратегические направления развития электроэнергетического комплекса Свердловской области. Основными приоритетными направлениями развития энергетики Свердловской области на перспективу до 2030 года приняты:

- 1) вовлечение местных и возобновляемых энергоресурсов в топливно-энергетический баланс Свердловской области;
- 2) развитие малой и распределенной генерации на территории Свердловской области, особенно для решения проблем энергоснабжения удаленных населенных пунктов, не имеющих централизованного энергоснабжения;
- 3) поддержка внедрения энергоэффективных и энергосберегающих технологий, снижающих технические потери электроэнергии и затраты потребителей, в том числе бюджетных;
- 4) поддержка внедрения технологий, снижающих аварийность и повышающих надежность электроснабжения потребителей;
- 5) поддержка внедрения технологий для развития интеллектуальной энергетики.

Кроме того, Стратегия социально-экономического развития Свердловской области на 2016–2030 годы, утвержденная Законом Свердловской области от 21 декабря 2015 года № 151-ОЗ «О Стратегии социально-экономического развития Свердловской области на 2016–2030 годы», направлена на внедрение импортозамещающих технологий во всех отраслях экономики и создание высокопроизводительных рабочих мест.

В рамках исполнения мероприятий национального проекта «Разработка и внедрение цифровых электрических подстанций на вновь строящихся и реконструируемых объектах электроэнергетики Российской Федерации» (протокол заседания рабочей группы по отбору национальных проектов по внедрению инновационных технологий и современных материалов в энергетике под председательством Первого заместителя Министра энергетики Российской

Федерации А.Л. Текслера от 20.12.2016 № АТ-646пр) сетевыми организациями на территории Свердловской области (филиалом ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» и АО «ЕЭСК») при реконструкции ПС 110 кВ Горный Щит, ПС 110 кВ Керамик, ПС 110 кВ Асбест, ПС 110 кВ Районная предусматриваются технические решения с применением технологий по созданию элементов цифровых подстанций с использованием оборудования КРУ 10 кВ (оптических трансформаторов тока и напряжения, устройств РЗА, учета электроэнергии), поддерживающего обмен информацией по протоколам стандарта МЭК 68150.

Кроме того, АО «ЕЭСК» планирует реализацию пилотного проекта по созданию «цифровой сети» в существующей распределительной сети 10 кВ ПС 110 кВ Отрадная.

Экспертным советом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области рассмотрен ряд инновационных проектов и технологических разработок, созданных и создаваемых усилиями уральских разработчиков, внедрение которых отвечает перечисленным направлениям и может быть поддержано Правительством Свердловской области. По итогам этой работы сформирован перечень перспективных технологий:

- 1) климатонезависимый биотехнологический комплекс утилизации органических отходов БГУ-100 как автономный энергоисточник;
- 2) роботизированный комплекс «Канатоход» для диагностики воздушных линий электропередачи;
- 3) системы накопления электрической энергии на базе литий-ионных аккумуляторов;
- 4) автономные источники тока на базе твердооксидных топливных элементов АИТ-ТОТЭ;
- 5) мобильные электростанции на базе малогабаритной паровой турбины;
- 6) паровые турбины для привода механизмов собственных нужд, в том числе путем замены действующих электроприводов на энергопредприятиях для энергосбережения и повышения надежности работы;
- 7) силовые масляные трансформаторы ТМГАМ с низкими потерями с магнитопроводом на базе аморфных сплавов.

Перечень будет дополняться по мере появления новых перспективных разработок.

Глава 37. Итоги реализации настоящих схемы и программы развития

Настоящие схема и программа развития предусматривают:

- вывод 275 МВт генерирующих мощностей;
- строительство новых и реконструкцию ВЛ и КЛ 110-220 кВ общей протяженностью более 250 км;
- строительство новых и реконструкцию ВЛ и КЛ 35 кВ и ниже общей протяженностью более 629 км;
- строительство или реконструкция 29 ПС 110-220 кВ с установкой более 980 МВА трансформаторных мощностей;

строительство или реконструкцию ПС (в том числе ТП) 35 кВ и ниже с установкой более 128 МВА трансформаторных мощностей.

Объем капитальных вложений по настоящей схеме и программе развития составляет более 6,89 млрд. рублей.

Приложение № 1
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на период 2020–2024 годов

**ВОЗРАСТНАЯ СТРУКТУРА
оборудования электростанций Свердловской области
на 1 марта 2019 года***

Но- мер стро- ки	Наименование электростанции, станционный номер, тип агрегата	Год ввода	Всего (МВт*)	до 1960 года (МВт*)	1961– 1970 годы (МВт*)	1971– 1980 годы (МВт*)	1981– 1990 годы (МВт*)	1991– 2000 годы (МВт*)	2001– 2010 годы (МВт*)	2011– 2019 годы (МВт*)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Академическая ТЭЦ 1. ПГУ-230: ТГ-1 (ГТУ) GT13E2 ТГ-2 (ПТУ) КТ-63-7,7	2016	228 168 60							228 168 60
2.	Верхотурская ГЭС 1. Ф-123 ВБ-160 2. Ф-123 ВБ-160 3. 123-ВБ-100	1949 1949 1951	7 2,25 2,25 2,5	7 2,25 2,25 2,5						
3.	Белоярская АЭС 4. К-200-130 М1 5. К-200-130 М1 6. К-200-130 М1 7. К-880-130/3000	1980 1980 1980 2015	1485 200 200 200 885			600 200 200 200				885 885
4.	Верхнетагильская ГРЭС 9. К-205-130 10. К-205-130 11. К-205-130 12. ПГУ-420: ТГ ГТУ SGT5-4000F ТГ ПТУ К-130-12,8	1964 1964 1964 2017	1062,15 205 205 205 307,08 140,07		615 205 205 205					447,15 307,08 140,07
5.	Рефтинская ГРЭС 1. К-300-240 2. К-300-240 3. К-300-240 4. К-300-240-2 5. К-300-240-2 6. К-300-240-2 7. К-500-240-2 8. К-500-240-2 9. К-500-240-2 10. К-500-240-2	1970 1971 1971 1972 1974 1975 1977 1978 1979 1980	3800 300 300 300 300 300 500 500 500 500		300 300	3500 300 300 300 300 300 500 500 500				
6.	Серовская ГРЭС 9. ПГУ-450: SGT5-4000F(4) «Siemens» SSN5-3000 «Siemens»	2015	451 451							451 451
7.	Среднеуральская ГРЭС 6. Т-100-130 7. Т-100-130 8. Р-38-130/34	1965 1966 1966	1578,5 100 100 38		1148 100 100 38				11,5	419

* МВт с учетом перемаркировки.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
	9. К-310-240 10. Т-300-240 11. Т-300-240 12. ПГУ-410: ТГ 12 ГТУ MS9001 FB PG9371 General Electric ТГ 12 ПТ Skoda MTD 60 CR КТ-140-13,3 21.ТГУ-11,5	1969 1969 1970 2011	310 300 300 281.2 137.8 11,5		310 300 300					11,5	281.2 137.8
8.	Нижнегуринская ГРЭС 1. ПГУ-230 ТГ-1 (ГТУ) GT13E2 ТГ-2 (ПТУ) КТ-63-7,7 2. ПГУ-230: ТГ-1 (ГТУ) GT13E2 ТГ-2 (ПТУ) КТ-63-7,7	2015 2015	484 179 63 177 65								484 179 63 177 65
9.	Качканарская ТЭЦ 1. ПР-25-90/10/1,2 2. ПР-25-90/10/0,9	1976 1968	50 25 25		25 25	25 25					
10.	Первоуральская ТЭЦ 2. Р-6-35/10 3. Р-6-35/3 4. Р-6-35/10 5. ПР-6-35/10/1,2	1962 1963 1967 1969	24 6 6 6 6		24 6 6 6 6						
11.	Свердловская ТЭЦ 2. ПР-12-34/11/1,2 5. ПР-12-35/11/1,2	1998 1958	24 12 12	12 12				12 12			
12.	Красногорская ТЭЦ 5. Р-14-29/1,2 2. Р-17-29/8 9. Р-17-29/8 1. Р-14-29/1,2 4. Р-14-29/1,2 6. Т-25-29/1,2 10. Р-20-29/8	1941 1939 1944 1939 1941 1941 1957	121 14 17 17 14 14 25 20	121 14 17 17 14 14 25 20							
13.	Богословская ТЭЦ 1. Р-20-29/7 2. Р-20-29/7 3. Р-10-29/7 6. Т-33-31,5 7. Р-41-31,5/1,7 8. Р-6-31,5/7 10. Р-5,5-31,5/7	1944 1945 1948 1952 1953 1955 1959	135,5 20 20 10 33 41 6 5,5	135,5 20 20 10 33 41 6 5,5							
14.	Ново-Свердловская ТЭЦ 1. Т-110/120-130-4 2. Т-110/120-130-4 3. ТР-110-130 4. Т-110/120-130-5 5. Т-117/120-130-5	1982 1983 1984 1986 1987	557 110 110 110 110 117				557 110 110 110 110 117				
15.	ТЭЦ НТМК 1. ПТ-29/35-2,9/1,0 2а. Р-6,7-2,9/1,4 2б. Р-6,7-2,9/1,4 3. ПТ-30/40-2,9/1,0 4. Р-12-2,9/0,7 5а. Р-12-8,9/1,0 5б. Р-12-8,9/1,0 6. ПТ-30/40-8,9/1,0 7. ПТ-12/13-2,9/1,0	2004 2002 2002 2001 2002 1965 1975 2002 2005	149,9 29 6,7 6,7 30 11,5 12 12 30 12		12 12				125,9 29 6,7 6,7 30 11,5 30 12		
16.	ТЭЦ УВЗ 1. ПТ-30/35-90/10-5	2009	108 30	44	12		22		30 30		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	3. АТ-25-2 4. АП-25-1 5. Р-12-90/33 6. ПР-25/30-90/10/0,9	1943 1953 1966 1985	20 24 12 22	20 24	12		22			
17.	ТЭЦ Уральского турбомоторного завода 1. ПТ-12-35/10М 2. АР-6-5 3. АР-6-5	1942 1963 1964	24 12 6 6	12 12	12 6 6					
18.	ТЭЦ ВИЗа 1. ПТ-25-90/10М 2. ПР-25-90/10/0,9 3. ПР-25-90/10/0,9	1973 1973 1974	70,5 23,5 23,5 23,5			70,5 23,5 23,5				
19.	Режевская ГТ ТЭЦ 1. ГТ-009 2. ГТ-009	2007 2007	18 9 9						18 9 9	
20.	Екатеринбургская ГТ ТЭЦ 1. ГТ-009М 2. ГТ-009М	2009 2009	18 9 9						18 9 9	
21.	ТЭЦ РТИ 1. ПР-6-35/10/1,2М-1	2004	6 6						6 6	
22.	ТЭЦ Синарского трубного завода 4.Р-12-35/5М 5.Р-12-35/5	1977 1977	24 12 12							24 12 12
23.	ЦЭС «Металлургический завод им. А.К. Серова» 1.П-6-16/2 2.П-6-16/2 3.П-6-16/2	1934 1936 1943	18 6 6 6	18 6 6						
24.	ТЭЦ в г. Новоуральске 1. Р-4,3-34/2,3 2. Р-4,3-34/2,3 3. Р-4,3-34/2,3 4. Р 6-35/10М-1 5. Р 6-35/10М-1	2018 1997 1998 1994 1996	24 4,3 4,3 4,3 6 6				20,6 4,3 4,3 6 6			4,3 4,3
25.	Мини-ТЭЦ СУМЗ 1. TCG 2032 V16 2. TCG 2032 V16 3. TCG 2032 V16 4. TCG 2032 V16 5. TCG 2032 V16	2014 2014 2014 2014 2014	21,5 4,3 4,3 4,3 4,3 4,3							21,5 4,3 4,3 4,3 4,3
26.	ТЭЦ 19 1. АР-6-11 2. АР-4-3М	1961 1963	8,5 4,5 4		8,5 4,5 4					
27.	Богдановичская ТЭЦ 1. АР-6-11 2. АР-4-3М	2014 2014	8,6 4,3 4,3							8,6 4,3 4,3
28.	Ревдинская ГТ ТЭЦ 1. ГТ-009 МЭ 2. ГТ-009 МЭ 3. ГТ-009 МЭ 4. ГТ-009 МЭ	2017 2017 2018 2018	12 6 6 6 6							12 6 6 6 6
29.	Невьянская ТЭС 1. Wartsila W20V34SG 2. Wartsila W20V34SG 3. Wartsila W20V34SG	2017 2017 2017	26,19 8,73 8,73 8,73							26,19 8,73 8,73 8,73
30.	ГТЭС-4 АРП Сысерть 1. ГТУ-4П	2004	4 4						4 4	
31.	ГТЭС АРП Арамиль 1. ГТУ-4П	2004	4 4						4 4	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
32.	Мини-ТЭЦ ПСЦМ АО «Уралэлектромедь» 1. Quanto D1200 1. Quanto D1201	2018 2018	2,4 1,2 1,2							2,4 1,2 1,2
33.	Свердловская область		10 567,64	349,5	2156,5	4207,5	579	32,6	217,4	3025,14
34.	АЭС		1485			600				885
35.	ГЭС		7	7						
36.	ТЭС		9075,64	342,5	2156,5	3607,5	579	32,6	217,4	2140,14
37.	Доля, проценты		100	3,3	20,5	39,8	5,5	0,3	2,1	28,6

Приложение № 2
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на период 2020–2024 годов

ХАРАКТЕРИСТИКА
электросетевого комплекса по классам напряжения на 1 марта 2019 года

Номер строки	Показатель	Единица измерения	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	АО «ЕЭСК»	АО «Облкоммунэнерго»
1.	ПС (ПП) 500 кВ	штук	4 (1)	0	0	0
2.	ПС (ПП) 220 кВ	штук	22	1 (2)	2	0
3.	ПС 110 кВ	штук	0	280	55	19
4.	ПС 35 кВ	штук	0	102	14	10
5.	ТП 10-6/0,4 кВ	штук	0	10 018	2545	3354
6.	ЛЭП 500 кВ	км	1988,2	0	0	0
7.	ЛЭП 220 кВ	км	3224,8	48,9	0	0
8.	ЛЭП 110 кВ	км	10,83	10 767,2	6,3	18,8
9.	ЛЭП 35-0,4 кВ	км	0	31 859,1	6796,5	10 878,6

Приложение № 3
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на период 2020–2024 годов

**ХАРАКТЕРИСТИКА
средств компенсации реактивной мощности номинальным напряжением 110 кВ и выше
на 1 марта 2019 года**

Номер строки	Место установки	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, U ном	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени (Мвар)
1	2	3	4	5	6	7
1.	Шунтирующие реакторы					
2.	Рефтинская ГРЭС	Реактор ВЛ Южная	3 * РОДЦ-60000/500У1	ВЛ 500 кВ Южная – Рефтинска ГРЭС	1	180
3.	ПС 500 кВ Емелино	Р 500 кВ ВЛ ВотГЭС	3 * РОМ-60000/500-У1	ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Емелино	1	180
4.	ПС 500 кВ Исеть	Р-1-500	3 * РОМ-60000/500-У1	2 СШ 500 кВ	1	180
5.	ПС 500 кВ Курчатовская	Р 500 кВ	3 * РОМ-60000/500-У1	1 СШ 500 кВ	1	180
6.	Итого					720
7.	Батареи статических конденсаторов					
8.	ПС 220 кВ Белка	БСК	БСК 110 кВ 52 Мвар (КЭК1-1,05-63-1У1)	1СШ 110 кВ	1	52 / 36,74
9.	ПС 220 кВ Ница	БСК 110 кВ	БСК 110 кВ 52 Мвар (КЭК1-1,05-63-1У1)	1СШ 110 кВ	1	52 / 37,65
10.		БСК-1-110		1СШ 110 кВ	2	26 / 26

1	2	3	4	5	6	7
11.	ПС 220 кВ Красноуфимская	БСК-2-110	БСК-110-26 УХЛ1 (КЭПФ-11,55-430- 2УХЛ1)	2СШ 110 кВ		
12.	ПС 220 кВ Травянская	БСК 110	БСК-110-52 УХЛ1 (КЭПФ-11,55-430- 2УХЛ1)	2СШ 110 кВ	1	52 / 52
13.	ПС 110 кВ Михайловская	БСК-110	КС1-0,66-20У1	2СШ 110 кВ	1	48,72 / 33,52
14.	Итого					256,72 / 185,91

Синхронные компенсаторы

Номер строки	Место установки	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, U ном	Число ступеней при дискретном регулировании	Диапазон регулирования реактивной мощности*	
						Q _{min} (Мвар)	Q _{max} (Мвар)
1.	ПС 220 кВ Краснотурьинск	СК 2	КСВБО-50-ПУ1	2С-10 кВ	0	-50 / -15	50 / 15
2.	Итого					-50 / -15	50 / 15

* В числителе указана номинальная (установленная) мощность средств компенсации реактивной мощности, в знаменателе указана фактическая (располагаемая) реактивная мощность средств компенсации реактивной мощности при напряжении 110 кВ.

Приложение № 4
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на период 2020–2024 годов

ПЕРЕЧЕНЬ
наиболее крупных потребителей электрической энергии в энергосистеме
Свердловской области

Номер строки	Наименование потребителя	Потребление	
		2017 год	
		Электрическая энергия, млн. кВт·ч	Потребляемая мощность, МВт
1.	АО «Уральский электрохимический комбинат»	223,2	102,4
2.	АО «НЛМК-Урал»	675,9	82,6
3.	ПАО «Корпорация ВСМПО-Ависма»	685,9	98,3
4.	ОАО «Богословское рудоуправление»	81,9	13,6
5.	АО «Уралэлектромедь»	421,2	53,9
6.	ООО «ВИЗ-Сталь»	414,2	47,7
7.	ПАО «Синарский трубный завод»	362,5	51
8.	ПАО «Надеждинский металлургический завод»	501,5	79,67
9.	ОАО «Среднеуральский медеплавильный завод»	480,8	55,9
10.	ООО «Святогор»	224,7	31,1
11.	АО «Кировградский завод твердых сплавов»	66,7	8,95
12.	ОАО «Каменск-Уральский металлургический завод»	91,6	12,6
13.	АО «Уральская фольга»	99,1	14
14.	ФГУП «Уральский электромеханический завод»	27,3	7,1
15.	ООО «Газпром энерго» Сургутский филиал	113,3	23,5
16.	ООО «Русал Кремний Урал»	325,9	45,1
17.	АО «Русал Урал» («РУСАЛ Каменск-Уральский»)	416,6	53,9

Приложение № 5
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на период 2020–2024 годов

ПЕРЕЧЕНЬ
крупных перспективных потребителей электрической энергии
в энергосистеме Свердловской области

Номер строки	Наименование заявителя	Договор об осуществлении технологического присоединения		
		Мощность, МВт	Номер договора	Дата договора
1.	Государственное казенное учреждение Свердловской области «Управление капитального строительства Свердловской области»	50	–	18.08.2017
2.	АО «НЛМК-Урал»	40	307/ТП-М4	20.11.2017
3.	АО «ЕВРАЗ КГОК»	6,6	270/ТП-М4	29.04.2016
4.	ООО «Форум Сити»	9,05	15619	16.07.2014
5.	ООО «Сити-Строй»	9,00	9644	31.12.2013
6.	ООО «Ветта-Инвест»	9,0	16805	26.09.2014
7.	ООО «Терра Групп»	10,1	00/138-08	11.03.2008
8.	АО «Уралэлектромедь»	25	317/ТП-М4	02.08.2018
9.	АО «Уралэлектромедь»	8,4	ТП/3/11-11	08.11.2013
10.	ЗАО «Зеленая Долина»	10	ТП/А/10-14	06.10.2014
11.	АО «Серовский завод ферросплавов»	7,6	80/13-107	06.09.2013
12.	ООО «ПроЛайм»	8,9	ТП/3/3-14	22.04.2014
13.	ОАО «Святогор»	6	ТП-55/000204	10.09.2014
14.	ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны Российской Федерации»	5,6	ТП-55/000406	04.08.2015
15.	ПАО «Машиностроительный завод имени М.И. Калинина, г. Екатеринбург»	10	ТП/Ц/6-15	16.06.2015
16.	ООО «Энергоресурс»	36,3	ТП/Ц/2-15	09.02.2015
17.	ООО «ПромЭлектроСети»	5	ТП-54/7516	15.07.2015
18.	АО «ЮИТ Уралстрой»	5	5400027072	07.10.2016
19.	ЗАО «Кушвинский завод прокатных валков»	6,1	8500008467	06.04.2017
20.	ОАО «Святогор»	6,5	5500014641	13.09.2017
21.	ООО «Известь Сысерти»	10,5	8500009035	29.06.2018
22.	ООО «Проект-Девелопмент»	6,00	1515/13	08.07.2013
23.	ООО «Элит-ГРУПП»	7,00	1404-16-03-Д	22.08.2016

Приложение № 6
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на период 2020–2024 годов

ПЕРЕЧЕНЬ
выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории
Свердловской области

Номер строки	Наименование муниципального образования	Утверждение схемы теплоснабжения (да/нет); срок утверждения/планируемый срок в соответствии с графиком разработки; орган, принявший решение об утверждении схемы/графика	Наименование определенной в соответствии со схемой единой теплоснабжающей организации
1	2	3	4
1.	Арамильский городской округ	да, 12.12.2013, Глава Администрации Арамильского городского округа	МУП «Арамиль-Тепло»
2.	Артемовский городской округ	да, 28.08.2015, Администрация Артемовского городского округа	АО «Облкоммуэнергo»
3.	Артинский городской округ	да, 20.06.2014, Администрация Артинского городского округа	не определена
4.	Асбестовский городской округ	да, 04.06.2015, Администрация Асбестовского городского округа	
5.	Ачитский городской округ	да, 20.06.2014, Администрация Ачитского городского округа	МУП ЖКХ Ачитского городского округа
6.	Баженовское сельское поселение	да, 15.05.2015, Глава Баженовского сельского поселения	
7.	Байкаловский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий	
8.	Байкаловское сельское поселение	да, 02.10.2013, Глава Байкаловского сельского поселения	
9.	Белоярский городской округ	да, 07.02.2013, Глава Белоярского городского округа	МУП «Белоярские тепловые сети» Белоярского ГО
10.	Березовский городской округ	да, 20.06.2018, Администрация Березовского городского округа	не определена
11.	Бисертский городской округ	да, 17.10.2014, Администрация Бисертского городского округа	АО «Регионгаз-инвест»
12.	Верхнесалдинский городской округ	да, 08.07.2014, Администрация Верхнесалдинского городского округа	МУП «Городское управление ЖКХ»
13.	Городской округ Верхотурский	да, 11.02.2013, Администрация городского округа Верхотурский	МУП «Верхотурское ЖКХ»
14.	Волчанский городской округ	да, 09.12.2013, Глава Волчанского городского округа	статус ЕТО присваивается на основании поданных заявок
15.	Муниципальное образование «Восточное сельское поселение»	да, 05.09.2013, Глава Восточного сельского поселения	МУП «Восточное коммунальное хозяйство»

1	2	3	4
16.	Муниципальное образование «Галкинское сельское поселение»	да, 02.10.2014, Глава муниципального образования «Галкинское сельское поселение»	
17.	Гаринский городской округ	да, 13.04.2015, Глава Гаринского городского округа	
18.	Городской округ ЗАТО Свободный	да, 26.06.2013, Дума городского округа ЗАТО Свободный	МУП ЖКХ «Кедр»
19.	Горноуральский городской округ	да, 21.01.2013, Администрация Горноуральского городского округа	МУП ЖКХ «Энергия»
20.	Город Нижний Тагил	да, 20.07.2016, Администрация города Нижний Тагил	не определена
21.	Городское поселение Верхние Серги	да, 24.12.2013, решение Думы городского поселения Верхние Серги	не определена
22.	Городской округ Верхняя Пышма	да, 09.11.2015 с изменениями от 13.04.2018, Администрация городского округа Верхняя Пышма	не определена
23.	«Городской округ «Город Лесной»	да, 12.05.2014, Администрация Городского округа «Город Лесной»	не определена
24.	Городской округ Богданович	да, 26.06.2014, Глава городского округа Богданович	не определена
25.	Городской округ Верхнее Дуброво	да, 09.12.2013, Администрация городского округа Верхнее Дуброво	МУП «ЖКХ муниципального образования «р.п. Верхнее Дуброво»
26.	Городской округ Верх-Нейвинский	да, 16.05.2013, Администрация городского округа Верх-Нейвинский	АО «Облкоммунэнерго»
27.	Городской округ Верхний Тагил	да, 13.03.2015, Администрация городского округа Верхний Тагил	АО «Интер РАО – Электрогенерация» (филиал «Верхнетагильская ГРЭС»)
28.	Городской округ Верхняя Тура	да, 02.07.2013, Администрация Городского округа Верхняя Тура	ООО «Новая Энергетика»
29.	Городской округ Дегтярск	да, 31.01.2013, Дума городского округа Дегтярск	МУП «Служба единого заказчика ГО Дегтярск»
30.	Городской округ Заречный	да, 26.12.2013, Администрация городского округа Заречный	ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»
31.	Городской округ Карпинск	да, 08.12.2010, Глава городского округа Карпинск	МУП «ККС»
32.	Городской округ Краснотурьинск	да, 02.09.2013, Администрация городского округа Краснотурьинск	ПАО «Т Плюс»
33.	Городской округ Красноуральск	да, 23.12.2013, Администрация городского округа Красноуральск	МУП «Красноуральская теплосетевая компания»
34.	Городской округ Красноуфимск	да, 31.12.2013, Глава городского округа Красноуфимск	МУП «Тепловые сети город Красноуфимск»
35.	Городской округ Нижняя Салда	да, 24.12.2012, Глава городского округа Нижняя Салда	АО «ЕВРАЗ НТМК»
36.	Городской округ Пелым	да, 20.06.2014, решение Думы городского округа Пелым	
37.	Городской округ Первоуральск	да, 05.06.2018 с изменениями от 18.07.2018, Администрация городского округа Первоуральск	ООО «СТК»
38.	Городской округ Ревда	да, 13.03.2014, Администрация городского округа Ревда	ООО «ЕТК»
39.	Городской округ Рефтинский	да, 11.07.2014, Глава городского округа Рефтинский	МУ ОП «Рефтинское» городского округа Рефтинский
40.	Городской округ Среднеуральск	да, 18.07.2014, Администрация городского округа Среднеуральск	АО «Теплопрогресс»
41.	Городской округ Староуткинск	да, 24.04.2015, Администрация городского округа Староуткинск	
42.	Городской округ Сухой Лог	да, 20.01.2014, Глава городского округа Сухой Лог	МУП «Жилкомсервис»

1	2	3	4
43.	Дружининское городское поселение	да, 28.05.2014, решение Думы Дружининского городского поселения	МУП «ЖКХ» Дружининского городского поселения
44.	Муниципальное образование «Зареченское сельское поселение»	да, 26.06.2014, решение Думы Зареченского сельского поселения	не определена
45.	Ивдельский городской округ	да, 10.09.2013, Администрация Ивдельского городского округа	МУП «Теплокомплекс» Ивдельского городского округа
46.	Ирбитское муниципальное образование	да, 29.05.2014, Администрация Ирбитского муниципального образования	не определена
47.	Муниципальное образование «Калиновское сельское поселение»	да, 22.03.2013, решение Главы муниципального образования «Калиновское сельское поселение»	
48.	Каменский городской округ	да, 10.09.2014, Глава Каменского городского округа	не определена
49.	Камышловский городской округ	да, 12.01.2015, Администрация Камышловского городского округа	МУП «Камышловское тепло-снабжающее предприятие»
50.	Камышловский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий	
51.	Качканарский городской округ	да, 28.04.2014, Администрация Качканарского городского округа	ООО «Качканарская теплоснабжающая компания»
52.	Кировградский городской округ	да, 19.02.2015, Администрация Кировградского городского округа	не определена
53.	Кленовское сельское поселение	не требуется	
54.	Краснополянское сельское поселение	да, 29.08.2014, Глава Краснополянского сельского поселения	
55.	Кузнецовское сельское поселение	не требуется	
56.	Кушвинский городской округ	да, 24.10.2013, Администрация Кушвинского городского округа	ООО «Теплосервис», АО «Облкоммунэнерго»
57.	Мальшевский городской округ	да, 03.09.2013, Глава Мальшевского городского округа	не определена
58.	Махнёвское муниципальное образование	да, 21.12.2015, Администрация Махнёвского муниципального образования	
59.	Михайловское муниципальное образование	да, 25.03.2014, Администрация Михайловского муниципального образования	
60.	Муниципальное образование «город Екатеринбург»	да, 26.10.2018, Министерство энергетики Российской Федерации	филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»
61.	Муниципальное образование «поселок Уральский»	да, 25.11.2013, Администрация муниципального образования «поселок Уральский»	ОАО «РЭУ»
62.	Муниципальное образование Алапаевское	да, 03.11.2015, Администрация муниципального образования Алапаевское	
63.	Город Каменск-Уральский	да, 31.10.2014, Администрация города Каменска-Уральского	АО «Региональные тепловые сети»
64.	Муниципальное образование город Алапаевск	да, 10.02.2014, Администрация Муниципального образования город Алапаевск	ЗАО «ТЭКУР»
65.	Муниципальное образование город Ирбит	да, 23.09.2013, Администрация Муниципального образования город Ирбит	АО «Регионгаз-инвест»
66.	Муниципальное образование Красноуфимский округ	да, 13.02.2014, Администрация Муниципального образования Красноуфимский округ	

1	2	3	4
67.	Муниципальное образование рабочий поселок Атиг	да, 28.08.2013, Администрация муниципального образования рабочий поселок Атиг	
68.	Невьянский городской округ	да, 29.10.2013, Администрация Невьянского городского округа	АО «Регионгаз-инвест», МУП «Территория» Невьянского городского округа
69.	Нижнесергинский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий	
70.	Нижнесергинское городское поселение	да, 14.04.2014, Глава Нижнесергинского городского поселения	МУП «Тепловые сети» г. Нижние Серги
71.	Нижнетуринский городской округ	да, 11.07.2018, Администрация Нижнетуринского городского округа	филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»
72.	Ницинское сельское поселение	да, 14.01.2014, Администрация Ницинского сельского поселения	МУП «Ницинское ЖКХ»
73.	Новолялинский городской округ	да, 30.04.2014, Глава Новолялинского городского округа	МУП Новолялинского городского округа «Газовое хозяйство»
74.	Новоуральский городской округ	да, 03.11.2010, Администрация Новоуральского городского округа	не определена
75.	Муниципальное образование «Обуховское сельское поселение»	да, 21.01.2014, Глава муниципального образования «Обуховское сельское поселение»	ООО «Комфорт»
76.	Полевской городской округ	да, 14.11.2014, Администрация Полевского городского округа	не определена
77.	Пышминский городской округ	да, 21.04.2014, Администрация Пышминского городского округа	МУП Пышминского городского округа «Аварийно-восстановительная служба»
78.	Режевской городской округ	да, 10.12.2013, Администрация Режевского городского округа	ООО «РТСК»
79.	Североуральский городской округ	да, 22.07.2014, Администрация Североуральского городского округа	МУП «Комэнергоресурс»
80.	Серовский городской округ	да, 21.01.2014, Администрация Серовского городского округа	ООО «Вертикаль»
81.	Сладковское сельское поселение	да, 14.11.2013, Глава Сладковского сельского поселения	МУП «Сладковское ЖКХ»
82.	Слободо-Туринский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий	
83.	Слободо-Туринское сельское поселение	да, 07.04.2014, Администрация Слободо-Туринского сельского поселения	МУП «Слободо-Туринское ЖКХ»
84.	Сосьвинский городской округ	да, 22.04.2015, Администрация Сосьвинского городского округа	не определена
85.	Сысертский городской округ	да, 21.11.2014, Администрация Сысертского городского округа	не определена
86.	Таборинский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий	
87.	Таборинское сельское поселение	да, 15.09.2014, Глава Таборинского сельского поселения	
88.	Тавдинский городской округ	да, 05.09.2014, Администрация Тавдинского городского округа	АО «Регионгаз-инвест»
89.	Талицкий городской округ	да, 13.10.2014, Администрация Талицкого городского округа	МУП Талицкого городского округа «Теплосетевая компания»
90.	Тугулымский городской округ	да, 30.01.2015, Администрация Тугулымского городского округа	АО «Облкоммунэнерго»
91.	Туринский городской округ	да, 17.10.2013, Глава Туринского городского округа	ЗАО «Регионгаз-инвест», МУП ЖКХ «Тепло-энергоцех № 1»
92.	Унже-Павинское сельское поселение	не требуется	

1	2	3	4
93.	Усть-Ницинское сельское поселение	да, 20.11.2013, Администрация Усть-Ницинского сельского поселения	МУП «Жилкомсервис» Усть-Ницинского сельского поселения
94.	Шалинский городской округ	да, 24.03.2014, Администрация Шалинского городского округа	не определена
95.	ИТОГО		
96.	ОМС схема разработана		86
97.	Не требуется разработка		8
98.	Схема не разработана		0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12.	1 ГТ-9 (Т)		газ природный	окончательный	9,0						9,0
13.	2 ГТ-9 (Т)		газ природный	окончательный	9,0						9,0
14.	Всего по станции				18,0						18,0
15.	Екатеринбургская ГТ ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»									
16.	1 ГТ-9 (Т)		газ природный	окончательный	9,0						9,0
17.	2 ГТ-9 (Т)		газ природный	окончательный	9,0						9,0
18.	Всего по станции				18,0						18,0
19.	Богословская ТЭЦ*	Филиал АО «РУСАЛ Урал» в г. Красно- турьинске									
20.	1 Р-20-29		уголь богословский	окончательный	20,0						20,0
21.	2 Р-20-29		уголь богословский	окончательный	20,0						20,0
22.	6 Т-33-29		газ природный	окончательный	33,0						33,0
23.	7 Р-...-29		газ природный	окончательный	41,0						41,0
24.	8 Р-6-29		газ природный	окончательный	6,0						6,0
25.	Всего по станции				120,0						120,0
26.	Вывод всего				168,0	107,0					275,0

* По информации собственника, поданой в Сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2019 г. (приказ ФСТ России от 12.04.2012 № 53-э/1), вывод из эксплуатации генерирующего оборудования до 2020 г. не планируется.

Приложение № 8
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на период 2020–2024 годов

**ОБЪЕМЫ И СТРУКТУРА
вводов (перемаркировки) генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по энергосистеме
Свердловской области (МВт)**

Номер строки	Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2019–2024 годы
1.	Верхнетагильская ГРЭС*	АО «Интер РАО – Электрогенерация»									
2.	10 К-205-130		газ	до перемаркировки		205,0					205,0
3.	10 К-215-130		газ	после перемаркировки		215,0					215,0
4.				изменение		10,0					10,0

* В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение энергоблока № 10 филиала «Верхнетагильская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденных 12.04.2018, после перемаркировки предусматривается увеличение установленной (максимальной) мощности блока 10 Верхнетагильской ГРЭС с 205 МВт на 18 МВт до 223 МВт

Приложение № 9
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на период 2020–2024 годов

**ПЕРЕЧЕНЬ
мероприятий по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области**

Но- мер стро- ки	Наименование мероприятия	Назначение мероприятия	Технические характерис- тики	Срок ввода/ окончание реконст- рукции	Ориентиро- вочная сметная стоимость без НДС (млн. рублей)	Владелец сетевого объекта
1	2	3	4	5	6	7
1.	Мероприятия, необходимые для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии					
2.	Электроснабжение энергопринимающих устройств АО «НЛМК-Урал»					
3.	Строительство ПС 220 кВ РММЗ с установкой двух трансформаторов мощностью 40 МВА	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей АО «НЛМК-Урал»	2x40 МВА	2019	уточняется проектом	АО «НЛМК-Урал»
4.	Сооружение двухцепной отпайки на ПС 220 кВ РММЗ от КВЛ 220 кВ Первоуральская – Метиз I, II цепь с отпайкой на ПС Ревда	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей АО «НЛМК-Урал»	2x0,8 км	2019	уточняется проектом	АО «НЛМК-Урал»
5.	Электроснабжение энергопринимающих устройств ООО «Промдевелопмент «Большебруснянское»					
6.	Строительство ПС 220 кВ Шипеловская с установкой двух трансформаторов мощностью 25 МВА	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Промдевелопмент «Большебруснянское»	2x25 МВА	2019	уточняется проектом	ООО «Промдевелопмент «Большебруснянское»
7.	Сооружение заходов ВЛ 220 кВ Курчатовская – Каменская на ПС 220 кВ Шипеловская	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Промдевелопмент «Большебруснянское»	2x0,1 км	2019	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
8.	Электроснабжение энергопринимающих устройств ООО «Энергоресурс»					
9.	Установка на ПС 500 кВ Южная АОПО ВЛ 110 кВ Южная – Полевская с отпайками и АОПО ВЛ 110 кВ Южная – Гвоздика с отпайками с действием по каналам связи, организованным по УПАСК, на ОН ПС 110 кВ Техноград	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Энергоресурс»	–	2019	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
10.	Реконструкция ПС 110 кВ Техноград с заменой двух трансформаторов мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Энергоресурс»	2x40 МВА	2019	уточняется проектом	ООО «Энергоресурс»
11.	Электроснабжение энергопринимающих устройств ООО «ПроЛайм»					

1	2	3	4	5	6	7
12.	Установка на ПС 220 кВ Первоуральская АОПО ВЛ 110 кВ Первоуральская – Дидино и АОПО ВЛ 110 кВ Первоуральская – Нижние Серги с отпайками с действием по каналам связи, организованным по УПАСК, на ОН ПС 110 кВ Михайловская	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «ПроЛайм»	–	2019	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
13.	Электроснабжение энергопринимающих устройств АО «ЕВРАЗ Качканарский горно-обогатительный комбинат»					
14.	Строительство ПС 110 кВ №18 с установкой двух трансформаторов мощностью 16 и 15 МВА	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей АО «ЕВРАЗ Качканарский горно-обогатительный комбинат»	15 МВА, 16 МВА	2020	уточняется проектом	АО «ЕВРАЗ Качканарский горно-обогатительный комбинат»
15.	Сооружение двухцепной отпайки от ВЛ 110 кВ ГОК – Качканар 9 и ВЛ 110 кВ ГОК – Качканар 10 до ПС 110 кВ №18	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей АО «ЕВРАЗ Качканарский горно-обогатительный комбинат»	0,6 км	2020	уточняется проектом	АО «ЕВРАЗ Качканарский горно-обогатительный комбинат»
16.	Электроснабжение энергопринимающих устройств ООО «Терра групп»					
17.	Реконструкция ПС 110 кВ Кадниковская с заменой двух трансформаторов мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Терра групп»	2x25 МВА	2019	339,97	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
18.	Электроснабжение энергопринимающих устройств ООО «Известь Сысерти»					
19.	Строительство ПС 110 кВ Известь с установкой трансформатора мощностью 16 МВА	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Известь Сысерти»	1x16 МВА	2019	уточняется проектом	ООО «Известь Сысерти»
20.	Сооружение отпайки от ВЛ 110 кВ Кадниковская – Свобода до ПС 110 кВ Известь	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Известь Сысерти»	3,5 км	2019	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», ООО «Известь Сысерти»
21.	Электроснабжение энергопринимающих устройств АО «Уралэлектромедь»					
22.	Строительство КЛ 110 кВ Сварочная – Электромедь №2	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей АО «Уралэлектромедь»	2,5 км	2019	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
23.	Расширение ОРУ 110 кВ на ПС 220 кВ Сварочная на одну линейную ячейку с установкой выключателя 110 кВ	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей АО «Уралэлектромедь»	–	2019	уточняется проектом	АО «Уралэлектромедь»
24.	Электроснабжение энергопринимающих устройств ЗАО «ЮИТ Уралстрой»					
25.	Строительство ПС 110 кВ Кемпинг с установкой двух трансформаторов мощностью 10 МВА	реализация технологического присоединения для электроснабжения энергопринимающих устройств ЗАО «ЮИТ Уралстрой»	2x10 МВА	2019–2021	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
26.	Сооружение отпайки от КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Школьная с отпайками и КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Пышма с отпайками до ПС 110 кВ Кемпинг	реализация технологического присоединения для электроснабжения энергопринимающих устройств ЗАО «ЮИТ Уралстрой»	2x4 км	2019–2021	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
27.	Компенсирующие мероприятия, необходимые для обеспечения надежного электроснабжения существующих потребителей при выводе из эксплуатации электросетевого оборудования и устройств РЗА					
28.	Строительство ПС 220 кВ в районе Серовской ГРЭС с переводом присоединений 110-220 кВ с Серовской ГРЭС	компенсирующие мероприятия для вывода из эксплуатации ОРУ 220 кВ, 110 кВ Серовской ГРЭС	–	2020	уточняется проектом	Инвестор
29.	Мероприятия, необходимые для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима для энергорайонов, отнесенных к «узким» местам энергосистемы					
30.	Установка на ПС 220 кВ Вязовская АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 и 2 с отпайками и установка 2-х	исключение схемно-режимных ситуаций, приводящих к вводу ГВО в энергорайоне	–	2021	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала

1	2	3	4	5	6	7
	УПАСК (ПРД) на ПС 220 кВ Вязовская и 2-х УПАСК (ПРМ) на ПС 220 кВ Салда по ВЛ 220 кВ Салда – Тагил I и II цепь с отпайкой на ПС Вязовская для организации передачи УВ на ОН на ПС 220 кВ Салда	ПС 220 кВ Салда				
31.	Мероприятия по реконструкции объектов электросетевого хозяйства					
32.	Реконструкция ПС 110 кВ Тугулым с заменой трансформатора 1х6,3 МВА на 1х10 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	1х10 МВА	2022	10,41	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
33.	Реконструкция ПС 110 кВ Среднеуральская с заменой трансформаторов 2х10 МВА на 2х16 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х16 МВА	2024	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
34.	Реконструкция ПС 110 кВ Шпагатная с заменой трансформаторов 2х16 МВА на 2х25 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х25 МВА	2024	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
35.	Реконструкция ПС 110 кВ Балтымская с заменой трансформатора 1х6,3 МВА на 1х10 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	1х10 МВА	2024	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
36.	Реконструкция ПС 110 кВ Свобода с заменой трансформатора мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА и установкой второго трансформатора мощностью 16 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х16 МВА	2020	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
37.	Реконструкция ПС 110 кВ Полевская с заменой трансформаторов 1х16 и 2х15 МВА на 2х40 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х40 МВА	2021	372,93	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
38.	Реконструкция ПС 110 кВ Алмазная с заменой трансформаторов 2х6,3 МВА на 2х16 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х16 МВА	2022	уточняется проектом	АО «ЕЭСК»
39.	Реконструкция ПС 110 кВ Горный Щит с заменой трансформаторов 2х16 МВА на 2х40 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х40 МВА	2020	уточняется проектом	АО «ЕЭСК»
40.	Реконструкция ПС 110 кВ Керамик с заменой трансформаторов 2х10 МВА на 2х25 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х25 МВА	2021	уточняется проектом	АО «ЕЭСК»
41.	Реконструкция ПС 110 кВ Нива (надстройка 110 кВ)	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях (завершение СМР)	2х40 МВА	2020–2021	797,14	АО «ЕЭСК»
42.	Сооружение ответвления от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайками до ПС 110 кВ Нива	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях (завершение СМР)	3,25 км	2020	уточняется проектом	АО «ЕЭСК»
43.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с переводом на 110 кВ	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях (завершение СМР)	7 км	2021	61,08	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
44.	Реконструкция ПС 110 кВ Михайловская с заменой БСК	ликвидация оборудования, содержащего запрещенные стойкие органические загрязнители (полихлорированные бифенилы)	33 Мвар	2023	78,78	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
45.	Реконструкция ПС 110 кВ Хромпик с заменой	реконструкция электросетевого оборудования,	2х40 МВА	2024	уточняется	филиал ОАО «МРСК Урала» –

1	2	3	4	5	6	7
	трансформаторов 2х31,5 и 1х20 МВА на 2х40 МВА	связанная с его неудовлетворительным состоянием			проектом	«Свердловэнерго»
46.	Реконструкция ПС 110 кВ Свердловская с заменой трансформатора 1х31,5 МВА на 1х40 МВА	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	1х40 МВА	2023	835,64	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
47.	Реконструкция ПС 110 кВ Марковская с заменой трансформаторов мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х40 МВА	2019	411,93	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
48.	Изменение схемы присоединения ПС 110 кВ Спортивная к сети 110 кВ шлейфовым заходом КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская I цепь с отпайками	снижение количества технологических нарушений и недоотпуска электрической энергии	–	2022	уточняется проектом	АО «ЕЭСК»
49.	Изменение схемы присоединения ПС 110 кВ Веер на шлейфовые заходы от ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Свердловская II цепь с отпайками	снижение количества технологических нарушений и недоотпуска электрической энергии	–	2020	уточняется проектом	АО «ЕЭСК»
50.	Реконструкция КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Пышма с отпайками и отпайки на ПС 110 кВ Химреактивы и ПС 110 кВ Электромедь от КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Школьная с отпайками (с переводом в двухцепное исполнение)	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	4,52 км	2020	48,66	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
51.	Реконструкция КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	23,5 км	2021	144,82	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
52.	Реконструкция ВЛ 110 кВ СУГРЭС – Таватуй с отпайкой на ПС Шитовская	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	16,8 км	2022	95,50	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
53.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I и II цепь с отпайками	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	10,4 км	2020	54,19	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
54.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кордюково – Махнево	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	33,1 км	2021	203,87	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
55.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дачная – Ново-Свердловская ТЭЦ с отпайками	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	24,5 км	2021	246,93	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
56.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Луч – Светофор	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	18,78 км	2021	72,29	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
57.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень, ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	38,85 км	2023	291,7	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
58.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кошай – Предтурье	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	41,3 км	2023	243,65	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
59.	Реконструкция КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская I цепь с отпайкам, КВЛ 110 кВ Сибирская – Чкаловская с отпайками (переустройство отпаек на ПС 110 кВ Алмазная)	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	2,7 км	2023	227,31	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
60.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	4,49 км	2021	59,65	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
61.	Реконструкция КЛ 110 кВ ВИЗ – Новая	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	6 км	2024	уточняется проектом	АО «ЕЭСК»

**ПЕРЕЧЕНЬ
мероприятий по развитию электросетевого комплекса 35 кВ и ниже (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного
электроснабжения потребителей Свердловской области**

Номер строки	Наименование мероприятия	Обоснование необходимости выполнения мероприятия*	Технические характеристики**	Срок ввода/окончание реконструкции	Ориентировочная сметная стоимость без НДС (млн. рублей)**	Владелец сетевого объекта
1	2	3	4	5	6	7
1.	Объекты нового строительства					
2.	Строительство двух КЛ 6 кВ ПС 110 кВ Городская – РП 6 кВ 109	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,7 км	2021	8,82	АО «ЕЭСК»
3.	Строительство 2 КЛ 6 кВ от ПС 110 кВ Октябрьская до РП 10 кВ 172. КЛ 6 кВ от ТП 6 кВ 2073 до ТП 6 кВ 2586. Перевод питания ТП 6 кВ 2583 с 6 кВ на 10 кВ с заменой двух трансформаторов. Реконструкция РУ 10 кВ ТП 6 кВ 2586 яч. № 1, РУ 6 кВ РП 6 кВ 203 яч. № 4. Переустройство сети 6 кВ с образованием связей РП 10 кВ 172 - РП 6 кВ 514, ПС 110 кВ Чкаловская - ТП 6 кВ 2073, ТП 6 кВ 2584 - ТП 6 кВ 2918, ТП 6 кВ 2059 - ТП 6 кВ 2062	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	5,63 км	2021	31,00	АО «ЕЭСК»
4.	Строительство двух КЛ 6 кВ от ПС 110 кВ Термическая до РП 10 кВ 312	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	5 км	2021	19,62	АО «ЕЭСК»
5.	Ликвидация ПС 35 кВ Береговая с установкой БРП 10 кВ нового. 1 этап: Установка БРП 10 кВ нового (взамен ПС 35 кВ Береговая). Строительство двух кабельно-воздушных ЛЭП 10 кВ от ПС 110 кВ «Отрадная» до БРП 10 кВ нового. Перезавод нагрузок с ПС 35 кВ «Береговая» на БРП 10 кВ новый	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	14,15 км	2021	101,77	АО «ЕЭСК»

* Возможные схемно-режимные мероприятия: изменение коэффициентов трансформации трансформаторов. СКРМ в электрической сети 6(10)–20 кВ ОАО «МРСК Урала», АО «ЕЭСК», АО «Облкоммунэнерго» отсутствуют.

** Технические характеристики и стоимость реализации указаны ориентировочно и уточняются на стадии проектирования.

1	2	3	4	5	6	7
6.	Строительство кабельной связи 6 кВ для резервирования потребителей, присоединенных к РУ 6 кВ ПС 110 кВ Восход от ПС 110 кВ Кировская	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,8 км	2019–2020	6,36	АО «ЕЭСК»
7.	Строительство двух кабельных ЛЭП 10 кВ от ПС 110 кВ Авиатор до РП 6 кВ 531, от РП 6 кВ 531 до ТП 10 кВ 1338, демонтаж участка отпайки к РП 6 кВ 531 от ВЛ 10 кВ ПС 35 кВ Полевая - ТП 10 кВ 1338/РП 6 кВ 531	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,27 км	2019–2020	139,32	АО «ЕЭСК»
8.	Строительство кабельной связи 10 кВ для резервирования нагрузки ПС 110 кВ Весна от ПС 110 кВ Панельная	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,9 км	2021	8,48	АО «ЕЭСК»
9.	Строительство ВЛ 10-0.4 кВ от ПС 110/10 кВ Кемпинг (2 этап 1го пускового, 2 пусковой комплекс)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	19 км, 0,8 МВА	2022	31,57	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
10.	Строительство ВЛ-6-0,4 и КТП 6/0,4 (д. Большая Именная, ул. Советская)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,588 км, 0,25 МВА	2019–2020	4,19	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
11.	Строительство ВЛ-10 кВ от ВЛ-10 Каменка до ВЛ-10 кВ «Северный поселок» (г. Сысерть)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,251 км	2019–2020	2,16	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
12.	Строительство сети 10 кВ от ПС 110/10 кВ Свобода	обоснование приведено в Главе 30, раздел «Реконструкция ПС 110 кВ Свобода»	3,4 км, 4 МВА	2020–2021	16,13	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
13.	Строительство отпайки от ВЛ-6 кВ Очистные-2 на ТП-7618. ТП-7618, ВЛ-0,4 кВ. (п. Двуреченск, по ул. Строителей)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,13 км, 0,1 МВА	2019–2020	0,97	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
14.	Строительство ВЛ 10 кВ «Насосная» на ТП-73240, ТП-73240, ВЛ 0,4 кВ (г. Сысерть по ул. Курортная, ул. Парковая)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,44 км, 0,1 МВА	2019–2020	2,11	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
15.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ «М. Брусняны» на ТП-60022, ТП-60022, ВЛ 0,4 кВ (ул. Юбилейная в Белоярском районе с. Мезенское)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,9 км, 0,1 МВА	2019–2020	1,76	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
16.	Строительство ВЛЗ – 10 кВ от ВЛ 10 кВ Каменский с ТП 10/0,4 кВ (перевод части нагрузки с ТП 10/0,4 кВ № 7199 на вновь строящуюся ТП 10/0,4 кВ (н.п. Черноусова, ул. Кирова, Каменский ГО, Свердловская область)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,16 км, 0,16 МВА	2019–2020	2,21	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
17.	Строительство отпайки от КВЛ-10 кВ Ноябрьская - ТП Красноармейская на ТП-7614 Герцена. ТП-7614 Герцена.	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,96 км, 0,25 МВА	2019–2020	2,82	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
18.	Строительство отпайки от ВЛ 6 кВ отпайка на ТП-Октябрьская на ТП-7612 Декабристов. ТП-7612 Декабристов.	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,13 км, 0,25 МВА	2019–2020	1,20	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
19.	Строительство отпайки от КВЛ-10 кВ Ноябрьская - ТП Красноармейская на ТП-7613 Пушкина. ТП-7613 Пушкина.	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,91 км, 0,25 МВА	2019–2020	2,61	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
20.	Строительство ЛЭП – 6 кВ от ЦРП – 6 кВ № 1 до ЦРП-6 кВ № 2	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1 км	2020	3,37	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
21.	Строительство ВЛ 10 кВ Гусева на ТП-66103. ТП-66103. ВЛ 0,4 кВ (с. Малобрусянское по ул. Мира)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,36 км, 0,1 МВА	2019–2020	1,21	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
22.	Строительство отпайки от ВЛ-10 кВ Октябрьский на ТП-72209, ТП-72209, ВЛ 0,4 кВ. (п. Октябрьский по ул. Чапаева)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 км, 0,1 МВА	2019–2020	1,25	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
23.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ Малышева на ТП-63046. ТП-63046. ВЛ 0,4 кВ. (с. Черноусово по ул. Ленина и ул. Калинина)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,1 км, 0,1 МВА	2019–2020	4,03	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
24.	Строительство отпайки от ВЛ-10 кВ отпайка к ТП Восток-Групп от ВЛ-10 кВ Очистные-1 на ТП-7615 Север. ТП-7615 Север. ВЛ 0,4 кВ	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,35 км, 0,16 МВА	2019–2020	2,23	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
25.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ Мезенский на ТП-60028. ТП-60028. ВЛ 0,4 кВ (п. Белоярский по ул. Ленина)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,57 км, 0,1 МВА	2019–2020	2,04	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
26.	Строительство отпайки от ВЛ 6 кВ Ключи на ТП-71155. ТП-71155. ВЛ 0,4 кВ (д. Ключи, ул. Малахитовая)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,54 км, 0,16 МВА	2019–2020	2,17	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
27.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ Птицефабрика-2 на ТП-70995. ТП-70995. ВЛ 0,4 кВ (п. Большой Исток по ул. Степана Разина)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,38 км, 0,1 МВА	2019–2020	1,90	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
28.	Строительство отпайки от ВЛ 6 кВ Сквжина-2 от ПС 110/35/6 кВ Ключи на КТП-76122. КТП-76122. ВЛ 0,4 кВ (п. Двуреченск, ул. Набережная, 44)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,37 км, 0,1 МВА	2019–2020	1,61	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
29.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ Сады ПС Волна на ТП-70151. ТП-70151. ВЛ 0,4 кВ (п. Большой Исток, пер. Исетский)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,25 км, 0,16 МВА	2019–2020	4,98	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
30.	Строительство ВЛИ 0,4 кВ от ТП 10/0,4 кВ № 6558 (ул. Ленина в н.п. Белоярский Белоярского района Свердловской области)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,09 км	2019–2020	0,27	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
31.	Строительство отпайки от ВЛ 0,4 кВ Полевая ТП 72131 (ул. Полевая в п. Первомайский Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,18 км	2019–2020	0,4	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
32.	Строительство ВЛ 0,4 кВ Ленина от ТП 73050 (ул. Ленина в с. Кашино Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,43 км	2019–2020	0,9	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
33.	Строительство ВЛ 0,4 кВ Чкалова от ТП 7666 (пер. Чкалова и ул. Калинина в п. Бобровский Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,74 км	2019–2020	1,1	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
34.	Строительство отпайки от ВЛ 0,4 кВ Строителей от ТП-73101 (г. Сысерть, ул. Физкультурников, д. 4, кад. № 66:25:2901014:118)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,23 км	2019–2020	0,79	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
35.	Строительство ВЛ 0,4 кВ Главная от ТП-6106 (с. Косулино, ул. Ленина, дома № 73, 75, 77, 79, 87)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,42 км	2019–2020	1,19	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
36.	Строительство ВЛ - 0,4 кВ от РУ-0,4 кВ ТП-22 (г. Нижний Тагил)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,3 км	2019–2020	0,57	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
37.	Строительство ВЛ 0,4 кВ Огородная от ТП 6625 (р.п. Белоярский по ул. Химиков, д. 1г)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,15 км	2019–2020	0,37	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
38.	Строительство ВЛ 0,4 кВ Энгельса от ТП 70112. (ул. Энгельса в п. Большой Исток, Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,13 км	2019–2020	0,29	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
39.	Строительство отпайки от ВЛ 0,4 кВ ТП-3110 ф. 3 Советская, 113, входящей в электросетевой комплекс ПС 110/6 кВ ИМЗ (г. Ирбит по ул. Комсомольская, 2,4)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,11 км	2019–2020	0,2	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
40.	Строительство ВЛ 0,4 кВ Свердлова от ТП 70690 (ул. Свердлова в с. Бородулино Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,47 км	2019–2020	0,71	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
41.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ Черданцево ПС 110/10 кВ Кадниковская на ТП-71158. ТП-71158. ВЛ 0,4 кВ (с. Кадниково, ул. Герцена)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,17 км, 0,1 МВА	2020	1,3	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
42.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ Андреевка ПС 110/10 кВ Щелкун на ТП-7986. ТП-7986. ВЛ 0,4 кВ (с. Никольское по ул. Победа и ул. Новая)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,9 км, 0,1 МВА	2020	3,59	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
43.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ Большевиков ПС 110/10 кВ Сысерть на ТП-73247. ТП-73247. ВЛ 0,4 кВ (г. Сысерть, ул. 1 Мая ,45)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,2 км, 0,1 МВА	2020	1,32	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
44.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ Большие Брусьяны ПС 110/10 кВ Логиново на ТП-63056. ТП-63056. ВЛ 0,4 кВ (н.п. Чернобровка, Белоярского р-на, ул. Гагарина)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,85 км, 0,25 МВА	2020	4,58	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
45.	Строительство ВЛЗ 10 кВ, двух КТП 10/0,4 кВ (д. Никитино)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,8 км, 0,2 МВА	2020	3,75	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
46.	Строительство отпайки от ВЛ 6 кВ Обсерватория на ТП 66110. ТП 66110. ВЛ 0,4 кВ (п. Верхнее Дуброво по ул. Свободы, ул. Горького)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1 км, 0,16 МВА	2019–2020	3,77	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
47.	Строительство отпайки от ВЛ 6 кВ Очистные-2 ПС 110/35/6 кВ Ключи на ТП-76127. ТП-76127. ВЛ 0,4 кВ (п. Двуреченск по ул. Лесная)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,5 км, 0,1 МВА	2020	2,06	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
48.	Строительство двух ответвлений от ВЛ 10 кВ ПС Горноуральская – Балакино, КТП 10/0,4 кВ (2 шт), ВЛ 0,4 кВ (н.п. Балакино)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,85 км, 0,2 МВА	2020	6,23	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
49.	Строительство ВЛ 0,4 кВ Поселок от ТП 6391 (н.п. Черноусово по ул. Горная)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,3 км	2019–2020	0,88	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
50.	Строительство двух ВЛ 0,4 кВ от вновь проектируемой КТП 6/0,4 кВ (с. Шурала)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,5 км	2020	0,88	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
51.	Строительство ВЛ - 0,4 кВ от РУ - 0,4 кВ ТП-195 (вновь устанавливаемая по титулу СЭ-НТЭС-10229 (н.п. д. Анатольская)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,22 км	2020	0,4	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
52.	Строительство отпайки от ВЛ 6 кВ Сквжина-2 ПС 110/35/6 кВ Ключи на ТП 71163. ТП 71163. ВЛ 0,4 кВ (п. Фомино по ул. Ленина, ул. 1 Мая, ул. Двуреченская)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,2 км, 0,1 МВА	2019–2020	2,59	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
53.	Строительство отпайки от ВЛ 0,4 кВ Детсад от ТП 70995 (ул. Комсомольская в п. Большой Исток, Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,46 км	2019–2020	0,36	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
54.	Строительство ответвления от ВЛ 10 кВ ПС Таволги – Ребристый до ТП-732, ТП-732, ВЛ 0,4 кВ (н.п. Середовина)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,69 км, 0,1 МВА	2019–2020	1,80	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
55.	Строительство ответвления от ВЛ 0,4 кВ Набережная-1 от ТП-6424 до ВЛ 0,4 кВ Набережная-2 от ТП-6424 (ул. Набережная в н.п. Боярка, Белоярского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,2 км	2019–2020	0,28	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
56.	Строительство ВЛ 0,4 кВ Набережная и ВЛ 0,4 кВ Садовая от ТП-7778 ул. Садовая и ул. Набережная в д. Ключи, Сысертского района	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,5 км	2019–2020	0,91	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
57.	Установка стабилизатора напряжения на ВЛ 0,4 кВ Октября от ТП – 7166 (Свердловская область, Каменский ГО, н.п. Позариха, ул. Октября, д. № 44)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	–	2019–2020	0,76	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
58.	Строительство 2 КЛ-6 кВ ф. от ТП-2185 до ТП-2111, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,588 км	2023	3,070	АО «Облкоммунэнерго»
59.	Строительство 2 КЛ-6 кВ ф. от ПС «Рудник» до ТП-3815, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2 км	2024	3,734	АО «Облкоммунэнерго»
60.	Строительство 2 КЛ-6 кВ ф. от ПС «Черноисточинск», пос. Черноисточинск, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	5,13 км	2024	76,296	АО «Облкоммунэнерго»
61.	Строительство БКРП, пос. Черноисточинск, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,26 МВА	2022	26,641	АО «Облкоммунэнерго»
62.	Строительство ВЛ-0,4 кВ ф. «Школа № 3-Д/С № 135» от ТП-3615 до ТП-3639, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,37 км	2023	0,187	АО «Облкоммунэнерго»
63.	Строительство ВЛ-10 кВ ф. «Сухоложский» от оп.№ 43 до ТП-2037А, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,81 км	2021	0,939	АО «Облкоммунэнерго»
64.	Строительство КЛ-10 кВ ф. от РП-1025 до оп. № 16 ф. «Горбуново», г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,58 км	2024	1,459	АО «Облкоммунэнерго»
65.	Строительство КЛ-10 кВ ф. от ТРП-2013 до ТП-2112, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 км	2024	0,605	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
66.	Строительство КЛ-10 кВ ф.и ВЛ-10 кВ от ТРП-2013 до ТП-2037А, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,5 км	2020	1,109	АО «Облкоммунэнерго»
67.	Строительство КЛ-6 кВ ф. от ТП-2013 до ТП-2220, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,22 км	2020	0,528	АО «Облкоммунэнерго»
68.	Строительство КЛ-6 кВ ф. № 120 от ВЛ-6 кВ до ТП-2025 от г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 км	2020	0,324	АО «Облкоммунэнерго»
69.	Строительство КЛ-6 кВ ф. «ТП 53-ТП 51» для резервного электроснабжения от ПС «Химреактивы» существующих объектов ЦГБ, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2 ячейки, 0,306 км	2020	2,186	АО «Облкоммунэнерго»
70.	Строительство ЛЭП-6 кВ для перераспределения мощности с ф. «Поселок» на ф. «Торфомассив» в пос. Кедровое, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,98 км	2020	5,252	АО «Облкоммунэнерго»
71.	Строительство ЛЭП-6 кВ от ТП-2030 до ТП-2031, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,5 км	2020	1,076	АО «Облкоммунэнерго»
72.	Строительство РП 6 кВ, ЛЭП 6 кВ, р.п. Верхняя Синячиха	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	7,7045 км	2020	20,807	АО «Облкоммунэнерго»
73.	Установка КТП в центр нагрузок по ул. Советская, ул. 1-е Мая п. Зайково	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,5 МВА, 5,59 км	2020	7,383	АО «Облкоммунэнерго»
74.	Установка КТП в центр нагрузок по ул. Шахтеров для разгрузки потребителей от ТП-2117 по ул. Серова и от ТП-2114 по ул. Чумпина, г. Кушва	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА, 0,883 км	2020	1,647	АО «Облкоммунэнерго»
75.	Установка КТП в центр нагрузок ул. Новоселов, г. Кушва, с перераспределением нагрузок на КТПнов. с ТП-2119 по ул. Новоселов, Победы, Громова, Матросова, Дружбы	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА, 0,8 км	2020	1,708	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
76.	Установка КТП в центр нагрузок, пос. Меркитасиха, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА, 0,2 км	2020	0,891	АО «Облкоммунэнерго»
77.	Установка КТП в центр нагрузок, реконструкция ВЛ-0,4 кВ по ул. Чапаева, Горняков, пос. Исеть, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА, 3,619 км	2020	5,180	АО «Облкоммунэнерго»
78.	Установка КТП в центр нагрузок, реконструкция ВЛ-0,4 кВ по ул. 40 лет Октября, Зеленая, Чкалова, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,63 МВА, 4,373 км	2020	6,672	АО «Облкоммунэнерго»
79.	Установка ТП в центр нагрузок в районе ул. Береговая, ул. Кирова, р.п. Староуткинск с перераспределением нагрузок по ул. Пионеров, ул. Кирова на КТПнов.	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА, 0,8 км	2020	3,324	АО «Облкоммунэнерго»
80.	Объекты реконструкции					
81.	Реконструкция ПС 35 кВ БКЗ	обоснование приведено в Главе 31, раздел «ПС 35 кВ БКЗ»	2,5 МВА	2020	6,426	АО «ЕЭСК»
82.	Реконструкция КВЛ 0,4 кВ ТП 10 кВ 4444 руб. № 2, 3, 4.	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,42 км	2019–2020	1,843	АО «ЕЭСК»
83.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 6 кВ 2601 (руб. № 3, 8, 14, 5-рез)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	4,12 км	2021	3,8	АО «ЕЭСК»
84.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 6 кВ 2975 руб. № 1, 2, 4, 8	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,74 км	2019–2020	4,3	АО «ЕЭСК»
85.	Модернизация ТП 6 кВ 1287 с заменой на 2 БКТП 10 кВ	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	2*630 кВт 0,63 км	2021	14,08	АО «ЕЭСК»
86.	Модернизация ТП 6 кВ 3108 с заменой на 2 БКТП 10 кВ	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	2*630 кВт 0,3 км	2021	12,609	АО «ЕЭСК»

1	2	3	4	5	6	7
87.	Модернизация ТП 10 кВ 3109 и ТП 6 кВ 3253 с заменой на 2 БКТП 10 кВ	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	2*630 кВт 4,39 км	2021	33,353	АО «ЕЭСК»
88.	Модернизация ТП 10 кВ 3207 с заменой на 2 БКТП 10 кВ	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	2*630 кВт 0,53 км	2019–2020	14,259	АО «ЕЭСК»
89.	Модернизация ТП 10 кВ 3706 с заменой на 2 БКТП 10 кВ	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	2*630 кВт 0,57 км	2019–2020	13,736	АО «ЕЭСК»
90.	Модернизация ТП 6 кВ 4633 с заменой на 2 БКТП 10 кВ	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	2*630 кВт 0,33 км	2021	12,776	АО «ЕЭСК»
91.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ 2337 р. 4, ул. Хасановская, д. 1 (1,13 км)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,13 км	2019–2020	0,659	АО «ЕЭСК»
92.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от ТП 10 кВ 25139 руб. 1, пос. Шабровский, ул. Спортивная (1,51 км)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,51 км	2019–2020	2,683	АО «ЕЭСК»
93.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 10 кВ 5094 руб. № 6 (1,9 км)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,9 км	2019–2020	2,059	АО «ЕЭСК»
94.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от ТП 4147, руб. 6, 17	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,2 км	2022	1,887	АО «ЕЭСК»
95.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 2595 – сеть к жилым домам по ул. Двинская, Кольцевая (руб. № 2; сеть к жилым домам по ул. Кольцевая, Барвинка, Колокольная, 22 (руб. № 4); сеть к жилым домам по ул. Кольцевая, Барвинка (руб. № 23); сеть к жилым домам по ул. Двинская, Краснолесья	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,5 км	2020	7,625	АО «ЕЭСК»
96.	Реконструкция РП 303 с заменой на БРП	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	2*630 кВт	2023	51,806	АО «ЕЭСК»

1	2	3	4	5	6	7
97.	Модернизация РП 10 кВ 139 на БКРП	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	2*1 МВА	2024	19,729	АО «ЕЭСК»
98.	Модернизация РП 10 кВ 101 на БКРП	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	2*630 кВт	2024	64,1	АО «ЕЭСК»
99.	Модернизация РП 6 кВ 136 на БКРП (2,52 МВА, 2,76 км)	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	2*630 кВт	2024	64,1	АО «ЕЭСК»
100.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от 2338 руб. 5	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,62 км	2021	1,602	АО «ЕЭСК»
101.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 4297 руб. № 4	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,2 км	2021	1,823	АО «ЕЭСК»
102.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 4797 руб. № 1 и разделение сети 0,4 кВ. Установка ТП 41951 (п/№ 1020)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,375 км	2020	3,536	АО «ЕЭСК»
103.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 5021 - сеть к ж/д по пер. Медиков, 4,6,10,14,16,3-11, 15,17; ул. Городская, 16, 39 (руб. № 3) (1,25 км)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,25 км	2019–2020	1,6	АО «ЕЭСК»
104.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 5127 руб. № 2 с разделением сети. Установка ТП нов.	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,3 км	2021	6,1	АО «ЕЭСК»
105.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП 51607 руб. № 6	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,6 км	2021	1,582	АО «ЕЭСК»
106.	Реконструкция ВЛ 6 кВ ПС Широкая речка – ф. Сады	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	6,3 км	2020	17,257	АО «ЕЭСК»

1	2	3	4	5	6	7
107.	Реконструкция ПС 35 кВ Кушва с заменой трансформаторов 2x10 МВА на трансформаторы 2x16 МВА	Обоснование приведено в Главе 31, раздел «ПС 35 кВ Кушва»	2x16 МВА, 2,85 км	2020	297,24	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
108.	Реконструкция ПС 35 кВ Шайтанка с заменой трансформаторов 1x4 МВА и 1x6,3 МВА на трансформаторы 2x10 МВА	Обоснование приведено в Главе 31, раздел «ПС 35 кВ Шайтанка»	2x10 МВА	2021	109,11	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
109.	Реконструкция ВЛ-10 кВ Гилево, ВЛ-10 кВ Кокшарово от ПС 110/10 кВ Верховино	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,04 км	2019–2020	2,18	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
110.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Косой Брод от ПС 110/10 кВ Диорит с ответвлением до ВЛ 10 кВ Зубр. БКРП 5455 «Секционный» с установкой БСК	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	7,55 км	2021	65,72	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
111.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ «Советская» от ТП-7344 (г. Сысерть по ул. Калинина)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,9513 км	2019–2020	0,98	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
112.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Рябиновая юг, ВЛ-0,4 кВ Черемуховая от ТП-73137 (ул. Рябиновая, ул. Черемуховая и по пер. Лунный в г. Сысерти)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,56 км	2019–2020	1,07	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
113.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ д. Абрамово от ТП 7534, 7535, 7536 7537 ф. ул.Ленина, входящей в электросетевой комплекс ПС 35 кВ Щелкун (ул. Ленина в с. Абрамово Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,13 км	2019–2020	0,4	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
114.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Набережная от ТП 7145 (ул. Энгельса в с. Бородулино Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,19 км	2019–2020	0,4	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
115.	Реконструкция ТП 10/0,4 кВ № 234 (в н.п. Полднейвой Богдановичского района Свердловской области)	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	0,052 км, 0,16 МВА	2019–2020	0,87	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
116.	Реконструкция ТП 10/0,4 кВ № 257 (в н.п. Волковское Богдановичского района Свердловской области)	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	0,047 км, 0,16 МВА	2019–2020	0,84	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
117.	Реконструкция ТП 10/0,4 кВ № 6020 (в н.п. Некрасово Белоярского района Свердловской области)	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	0,07 км, 0,25 МВА	2019–2020	0,72	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
118.	Реконструкция ТП 10/0,4 кВ № 6290 (в н.п. Боярка ГО Заречный Свердловской области)	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	0,048 км, 0,25 МВА	2019–2020	0,71	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
119.	Реконструкция ТП 10/0,4 кВ № 6291 (в н.п. Боярка ГО Заречный Свердловской области)	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	0,055 км, 0,25 МВА	2019–2020	0,72	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
120.	Реконструкция ТП 10/0,4 кВ № 6292 (в н.п. Боярка ГО Заречный Свердловской области)	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	0,04 км, 0,16 МВА	2019–2020	0,66	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
121.	Реконструкция ТП 10/0,4 кВ № 90 (в н.п. Суворы Богдановичского района Свердловской области)	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	0,051 км, 0,16 МВА	2019–2020	0,85	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
122.	Реконструкция ТП-10/0,4 кВ № 6033, ВЛ 0,4 кВ от ТП-6033 ф. Быт, ВЛ 0,4 кВ Толмачева от ТП-6033, входящих в электросетевой комплекс тяговой подстанции Гагарская (ул. Толмачева в д. Курманка Белоярского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,73 км, 0,25 МВА	2019–2020	1,88	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
123.	Реконструкция ТП-10/0,4 кВ № 6939 (в Белоярском районе)	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	0,25 МВА	2019–2020	0,25	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
124.	Реконструкция ТП-10/0,4 кВ № 7094 (в Сысертском районе, д. Б.Седельниково)	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	0,4 МВА	2019–2020	0,37	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
125.	Реконструкция ТП-10/0,4 кВ № 7782 (в Сысертском районе, с. Бородулино)	исполнение требований законодательства РФ в части ликвидации травмоопасного оборудования (п. 1.3 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н)	0,16 МВА	2019–2020	0,26	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
126.	Реконструкция ТП-6/0,4 кВ № 63 (инвентарный № 255667) и ВЛИ-0,4 кВ (инвентарный № 320219) (перевод части нагрузки с ТП № 45 на ТП № 63 для улучшения качества электроснабжения жилых домов в р.п. Малышева по ул. Геологов, Малышевский ГО, Свердловская область)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2019–2020	1,56	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
127.	Реконструкция ТП-6/0,4 кВ № 3202, ВЛ 0,23 кВ от ТП-3202 в н.п. Левиха	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,4 км, 0,25 МВА	2019–2020	9,06	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
128.	Реконструкция ТП 6048. Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП 6048, входящей в электросетевой комплекс «Электросети 10/0,4 кВ МУП «Свет» пос. Белоярский» (ул. Ленина в п. Белоярский, Белоярский район)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,37 км, 0,4 МВА	2019–2020	4,79	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
129.	Реконструкция КТП-10/0,4 кВ № 217 Арамашка-центр, реконструкция ВЛ-0,4 кВ в н.п. Арамашка ф. 1-е Мая, литер 5б. ЭСК ПС 35/10 кВ Глинка (н.п. Арамашка)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,92 км, 0,25 МВА	2019–2020	1,66	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
130.	Реконструкция ТП-10/0,4 кВ № 6354, ВЛ 0,4 кВ Веселая от ТП-6354 (0,185 км) (аварийный случай)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,185 км	2019–2020	0,34	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
131.	Реконструкция МТП-6/0,4 кВ № 21, ВЛ - 0,4 кВ Население, входящих в состав ЭСК подстанции «Горбуново» 110/35/10 кВ (г. Нижний Тагил)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,85 км, 0,16 МВА	2019–2020	2,77	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
132.	Реконструкция ТП 10/0,4 кВ № 7669, ВЛ-0,4 кВ Береговая от ТП 7060 (ул. Береговая в п. Большой Исток, Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,31 км, 0,16 МВА	2020	1,57	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
133.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-7268 ф. Калинина, входящей в электросетевой комплекс тяговой ПС 110/10 кВ 19 км (Свердловская область, Каменский ГО, д. Пирогово, ул. Калинина)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,43 км	2019–2020	0,69	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
134.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Мира от ТП-6409 (ул. Мира, с. Малобруснянское, Белоярский район)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,77 км	2019–2020	0,87	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
135.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Советская нечетная от ТП-7055 (ул. Советская в д. Патруши Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,49 км	2019–2020	1,03	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
136.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ р.п. Бобровка от ТП 7152, 7156, 7151, 7161, 7160, 7411, 7159, 7158, ф. Кузнечная, входящая в электросетевой комплекс ПС 35 кВ Бобровка (ул. Кузнечная в п. Бобровский Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,56 км	2019–2020	1,18	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
137.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ п. Октябрьский ТП 7111, 7072, 7073 ф. С. Юлаева, входящая в электросетевой комплекс ПС Волна (п. Октябрьский, ул. Салавата Юлаева)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,35 км	2019–2020	1,55	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
138.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Ключевская от ТП 6005 (ул. Ключевская в п. Белоярский Белоярского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,62 км	2019–2020	1,43	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
139.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Октябрьская от ТП 7783 (ул. Октябрьская в д. Большое Седельниково Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,85 км	2019–2020	1,3	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
140.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-6116 ф. Быт, входящей в электросетевой комплекс ПС 110/10 кВ Аметистовая (ул. Восточная, д. Рассоха, п. Белоярский)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,15 км	2019–2020	1,8	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
141.	Реконструкция ВЛ – 0,4 кВ от ТП – 7514 ф. Пролетарская, входящей в электросетевой комплекс ПС 110/10 кВ Кислово (Свердловская область, Каменский ГО, н.п. Кисловское, ул. Пролетарская, д. № 2)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,135 км	2019–2020	0,25	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
142.	Реконструкция ВЛ – 0,4 кВ от ТП – 2838 ф. Быт, входящей в электросетевой комплекс ПС 110/10 кВ Еланская (Свердловская область, МО «Обуховское сельское поселение» н.п. Обуховское, ул. Рабочая, д. № 47)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,635 км	2019–2020	0,81	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
143.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ТП-6022 ф. Быт, входящей в электросетевой комплекс ПС 110/35/10 кВ Белоречка (с. Некрасово, ул. Алексеевская, 95)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,85 км	2020	1,01	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
144.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-6118 ф.Патрушева, входящей в электросетевой комплекс тяговой ПС Летная (д. Поварня, ул. Патрушева, 37)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,42 км	2020	1,16	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
145.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ТП-6119 ф. Быт, ВЛ-0,4 кВ ТП-6105 ф. Быт, входящих в электросетевой комплекс тяговой ПС Глубокая (н.п. Косулино по ул. Советская, 53)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,35 км	2020	1,01	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
146.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ фидер Гагарина (литеры 34а и 35а), ВЛ-0,4 кВ фидер Победы (литер 35б), ВЛ-0,4 кВ Чапаева (литер 33а), входящих в электросетевой комплекс ПС 110/10 кВ Фура (п. Привокзальный ГО Верхотурский)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,7 км	2020	1,35	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
147.	Реконструкция воздушной электролинии 6 кВ от ПС Таватуй (Аятский сельсовет) до ПС №1 Калиново, реконструкция ВЛ-0,4 кВ Таватуйская, Садовая, Зеленая от ТП-4801 (п. Приозерный)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,525 км	2019–2020	0,73	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
148.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Милицейская от ТП-6642 (р.п. Белоярский по ул. Милицейская)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,7 км	2019–2020	1,33	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
149.	Реконструкция от ВЛ 0,4 кВ Чапаева от ТП-7305 (Сысертском районе, г. Сысерть, ул. Геологоразведчиков, 2а)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,13 км	2019–2020	0,19	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
150.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ «Школа» и «Освещение» от ТП-23 (д. Никитино)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,73 км	2020	4,39	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
151.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Ленина, входящей в состав электросетевого комплекса ПС 110/35/6 кВ Романовская (с. Шурала)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,05 км	2020	0,12	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
152.	Установка симметрирующего трансформатора «Балансер тока» на ВЛ 0,4 кВ Тутювая горка от ТП-4059 (Свердловская обл., г.о. Первоуральск, с. Битимка,)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	–	2020	0,45	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
153.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ в н.п. Сохарево ф. Заречье, литер 376, входящей в ЭСК ПС 35/10 кВ Глинка. ТП-222.	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,38 км	2020	0,32	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
154.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП 6055, входящей в электросетевой комплекс «Электросети 10/0,4 кВ МУП «Свет» пос. Белоярский» (ул. Свердлова в п.г.т. Белоярский Белоярского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,2 км	2020	2,61	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
155.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Тагильская правая от ТП-15, входящей в состав ЭСК ПС «Анатольская» (н.п. д. Анатольская)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,5 км	2020	0,48	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
156.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ Б. Седельниково ТП 7092 ф. Советская, входящей в электросетевой комплекс ПС 110 кВ «Волна» (ул. Советская в д. Большое Седельниково, Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,48 км	2020	0,6	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
157.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ в н.п. Черемисское ф. Молодежная, литер 1 б от ТП-351, входящей в ЭСК ПС 110/35/10 кВ Черемисска.	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,62 км	2020	1,41	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
158.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. Бор, литер 26а, входящей в ЭСК ПС 110/10 кВ Коркино	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,016 км	2020	2,48	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
159.	Реконструкция ТП 7648 Воронкова (н.п. Бобровский, Сысертский р-он)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,04 км, 0,4 МВА	2019–2020	1,30	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
160.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ в п. Атиг ф. ул. Калинина, входящей в ЭСК ПС «Атиг» (п.г.т. Атиг)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,45 км	2019–2020	0,50	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
161.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от ТП-7166 ф. ул. Горького, ВЛ 0,4 кВ от ТП-7167 ф. Калинина, входящей в электросетевой комплекс ПС 35/10 кВ Позариха (Свердловская область, Каменский ГО, н.п. Позариха, ул. Горького, д. 33)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,685 км	2019–2020	0,43	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
162.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от ТП-6332 ф. Быт-1, входящей в электросетевой комплекс РП-2 В.Дуброво (ул. Линейная в н.п. Верхнее Дуброво, Белоярского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,95 км	2019–2020	0,73	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
163.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от КТП-7029 ф. Комсомольская, входящей в электросетевой комплекс Сысертского ГО (ул. Комсомольская в п. Большой Исток, Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,65 км	2019–2020	0,46	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
164.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Заречная от ТП-7328 (ул. Заречная, 5 в п. Каменка, Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 км	2019–2020	0,37	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
165.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от ТП-6291 ф. Быт, входящей в электросетевой комплекс тяговой ПС Гагарская (ул. Набережная в н.п. Боярка Белоярского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,45 км	2019–2020	0,36	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
166.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Обсерваторская-1 от ТП-66011 (ул. Обсерваторская в п. В.Дуброво Белоярского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,18 км	2019–2020	0,24	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
167.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от ТП 7253 ф. Красноармейская четная, входящей в электросетевой комплекс ПС «Верхняя-Сысерть» 35 кВ (пер. Клубный в п. Верхняя Сысерть Сысертского района)	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,32 км	2019–2020	0,42	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
168.	Реконструкция 2 ВЛ-0,4 кВ ф. «МКР Старая Гальянка» от ТП-4012, ТП-4017, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,616 км	2023	2,774	АО «Облкоммунэнерго»
169.	Реконструкция 2 ВЛ-6 кВ ф. «Профилакторий-1», «Профилакторий-2» от ПС «Дрожжевая» до ТП-1496, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	4,305 км	2021	2,677	АО «Облкоммунэнерго»
170.	Реконструкция 2 КЛ-0,4 кВ ф. от ТП-1222, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 км	2024	0,258	АО «Облкоммунэнерго»
171.	Реконструкция 2 КЛ-0,4 кВ ф. «Ленина 73» от ТП-1225, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,215 км	2020	0,276	АО «Облкоммунэнерго»
172.	Реконструкция 2 КЛ-10 кВ ф. «Дружинина-1», «Дружинина-2» от ПС «Гальянка» до ТРП-1027, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,7 км	2022	5,085	АО «Облкоммунэнерго»
173.	Реконструкция 2 КЛ-10 кВ ф. «Рябиновый-1», «Рябиновый-2» от ПС «Гальянка» до ТРП-1029, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	4,4 км	2024	6,099	АО «Облкоммунэнерго»
174.	Реконструкция 2 КЛ-6 кВ ф. от ПС «Красный Камень» до РП-1002, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,98 км	2020	14,389	АО «Облкоммунэнерго»
175.	Реконструкция 2 КЛ-6 кВ ф. от ПС «Пихтовая» до ТП-2126, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,668 км	2024	3,875	АО «Облкоммунэнерго»
176.	Реконструкция 2 КЛ-6 кВ ф. «Восточная-1», «Восточный-3» от ПС «Пихтовая» до ТРП-2007, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,695 км	2021	3,648	АО «Облкоммунэнерго»
177.	Реконструкция 2 КЛ-6 кВ ф. «Депо-1», «Депо-2» от ПС «Радиаторная», г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,842 км	2023	5,320	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
178.	Реконструкция 2 КЛ-6 кВ ф. «Поселок-1», «Поселок-2» от ПС «Лебяжка» до ТРП-3602, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,5 км	2023	3,418	АО «Облкоммунэнерго»
179.	Реконструкция 2 КЛ-6 кВ ф. «Энтузиастов-3» от ПС «Пихтовая» до ТРП-2001, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	4,2 км	2021	9,221	АО «Облкоммунэнерго»
180.	Реконструкция 2 КЛ-6 кВ ф. «Юность-1», «Юность-3» от ПС «Пихтовая» до ТП-2004, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	5,5 км	2021	16,134	АО «Облкоммунэнерго»
181.	Реконструкция 2 КТП-57Ю, г. Полевской	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,8 МВА, 1 км	2020	1,428	АО «Облкоммунэнерго»
182.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «ул. Геологов» от ТП-2, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1 км	2023	2,243	АО «Облкоммунэнерго»
183.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. от ТП-1073, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,143 км	2021	1,469	АО «Облкоммунэнерго»
184.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. от ТП-2979, с. Покровское, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	7,303 км	2023	5,587	АО «Облкоммунэнерго»
185.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Быткомбинат» от ТП-2444, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,7 км	2023	2,171	АО «Облкоммунэнерго»
186.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Бытовой комбинат» от ТП-2433, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,85 км	2023	3,460	АО «Облкоммунэнерго»
187.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Ветбаклаборатория» от ТП-2444, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,5 км	2020	0,569	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
188.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Войкова, Магазин, Пекарня, Кафе, Закусочная» от ТП-5426, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,3 км	2020	1,462	АО «Облкоммунэнерго»
189.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Вспомогательная школа» от ТП-2445, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,6 км	2020	3,250	АО «Облкоммунэнерго»
190.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Горгаз» от ТП-2487, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,2 км	2020	2,740	АО «Облкоммунэнерго»
191.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Заготскот» от ТП-2434, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,95 км	2023	2,519	АО «Облкоммунэнерго»
192.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Кинотеатр» от ТП-2445, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,95 км	2021	1,239	АО «Облкоммунэнерго»
193.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Комсомольский» от ТП-2448, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,85 км	2021	2,376	АО «Облкоммунэнерго»
194.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Косогорная» от ТП-2445, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,05 км	2023	1,276	АО «Облкоммунэнерго»
195.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Крупская» от ТП-2430, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,05 км	2023	2,537	АО «Облкоммунэнерго»
196.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Новая, Южная, Строителей» от ТП-5532, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,96 км	2020	3,320	АО «Облкоммунэнерго»
197.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «переулок Серова» от ТП-4033, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	4,5 км	2024	6,000	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
198.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Пивбар» от ТП-2433, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,5 км	2023	1,326	АО «Облкоммунэнерго»
199.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Проектный» от ТП-2475, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,45 км	2020	1,722	АО «Облкоммунэнерго»
200.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Райком» от ТП-2445, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,45 км	2023	0,542	АО «Облкоммунэнерго»
201.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Социалистическая» от ТП-2449, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,75 км	2023	2,436	АО «Облкоммунэнерго»
202.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Строителей» от ТП-2434, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,85 км	2020	3,331	АО «Облкоммунэнерго»
203.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Тельмана» от ТП-204 «Тельмана», г. Артемовский	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,65 км	2020	0,742	АО «Облкоммунэнерго»
204.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «ул. Ветеранов, ул. Первомайская, ул. П-Лумумбы» от РП-5, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,8 км	2024	3,300	АО «Облкоммунэнерго»
205.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «ул. Горького, ул. Иванова, ул. Ленина-четная, нечетная» от КТПН-2, пос. Заводоуспенское, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	6,79 км	2024	7,376	АО «Облкоммунэнерго»
206.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «ул. Горького, ул. Пионерская» от ТП-5423, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,8 км	0	2,012	АО «Облкоммунэнерго»
207.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «ул. Краснодонцев» от ТП-3, пос. Коуровка, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1 км	2020	2,344	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
208.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «ул. Красный Хутор, ул. Свободы, ул. Ленина-четная, нечетная» от КТПН-1, пос. Заводоуспенское, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	6,9 км	2020	7,425	АО «Облкоммунэнерго»
209.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «ул. Ленина запад, Ленина восток» от ТП-5463, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,8 км	2020	2,001	АО «Облкоммунэнерго»
210.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «ул. Ленина, ул. Горняков» от РП-0,4 кВ «Компрессорная», пос. Исеть, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,8 км	2020	2,124	АО «Облкоммунэнерго»
211.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «ул. Набережная, Насосная» от КТПН-8, пос. Заводоуспенское, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,863 км	2020	1,967	АО «Облкоммунэнерго»
212.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «ул. Циолковского» от ТП-301, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,05 км	2023	3,475	АО «Облкоммунэнерго»
213.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Федюнинского север, Федюнинского юг, Чапаева» от ТП-5455, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,95 км	2023	3,456	АО «Облкоммунэнерго»
214.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Чайная» от ТП-2445, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,25 км	2020	1,528	АО «Облкоммунэнерго»
215.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «Школа № 4» от ТП-2444, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,7 км	2020	2,104	АО «Облкоммунэнерго»
216.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. 10 и ф. 16 от ТП-156, г. Асбест	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,11 км	2022	2,162	АО «Облкоммунэнерго»
217.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. № 1 «Музыкальная школа» от ТП-3002 «Пивзавод», г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 км	2022	0,399	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
218.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. № 1 «ул. Энтузиастов» от ТП-6046, с. Балтым, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,93 км	2024	1,185	АО «Облкоммунэнерго»
219.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. № 3 «Таможня» от ТП-3003 «Учреждение ИЗ-66/2», г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,69 км	2022	0,911	АО «Облкоммунэнерго»
220.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. № 2 «ул. Революции» от ТП-3001 «Водочный завод», г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,215 км	2020	0,337	АО «Облкоммунэнерго»
221.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. № 2 от ТП-21, г. Асбест	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,38 км	2022	3,652	АО «Облкоммунэнерго»
222.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. № 4 от ТП-53, г. Асбест	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,9 км	2022	3,035	АО «Облкоммунэнерго»
223.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. № 8 «ГО и ЧС» от ТП-3001 «Водочный завод», г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,34 км	2020	0,334	АО «Облкоммунэнерго»
224.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. Пролетарская, Федюнинского от ТП-5451, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,15 км	2023	2,492	АО «Облкоммунэнерго»
225.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. и КЛ-10 кВ ф. Здравница-3» от ПС «Союзная», г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,48 км	2024	4,840	АО «Облкоммунэнерго»
226.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Горбуново» от ТП-4044, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,545 км	2023	2,412	АО «Облкоммунэнерго»
227.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Город 2» от ТП-Мельзавод, г. Камышлов	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,5 км	2020	0,786	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
228.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «ДОСААФ» от ТП-2433 до ТП-2445, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,845 км	2023	1,240	АО «Облкоммунэнерго»
229.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «КЛПХ» от ПС-110/10 кВ «Новоуткинская, п. Новоуткинск, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	10,5 км	2021	16,732	АО «Облкоммунэнерго»
230.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Маян-1» от ПС 110/10 Поклевская, г. Талица	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	4,945 км	2023	6,061	АО «Облкоммунэнерго»
231.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Маян-2» от ПС 110/10 Поклевская, г. Талица	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	8,606 км	2020	11,016	АО «Облкоммунэнерго»
232.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Мехзавод» от ПС 110/10 Ощепково, р.п. Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	14,7 км	2020	20,339	АО «Облкоммунэнерго»
233.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Очистные» от ПС 110/10 Поклевская, г. Талица	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	6 км	2020	7,526	АО «Облкоммунэнерго»
234.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Поселок» от ПС 110/10 «Оус», пос. Оус	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	5,216 км	2022	6,531	АО «Облкоммунэнерго»
235.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Пышминский» от ПС 110/10 Ощепково, р.п. Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	12,7 км	2020	16,337	АО «Облкоммунэнерго»
236.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «РП-4 1,2 цепь» от ПС 110/10 Поклевская, г. Талица	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	4,956 км	2020	12,315	АО «Облкоммунэнерго»
237.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Сады Хрустальная» от ПС 110/10 Тяговая, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	4,273 км	2022	6,075	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
238.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Сухоложский» от ТП-2627 до ТП-2433, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,641 км	2024	0,461	АО «Облкоммунэнерго»
239.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Сухоложский-1» от ТП-2433 до ТП-2414, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,885 км	2020	0,839	АО «Облкоммунэнерго»
240.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Торфопредприятие» от оп. № 49 до ТП-4049, п. Чащино, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,75 км	2021	2,822	АО «Облкоммунэнерго»
241.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «ул. Дачная, ул. Лесная, ул. Новая» от КТПН-5, пос. Заводоуспенское, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,2 км	2020	2,592	АО «Облкоммунэнерго»
242.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Усть-Утка ответвление на д. Сулем» от с. Сулем, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	15 км	2020	7,419	АО «Облкоммунэнерго»
243.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «УЩ-2» от ПС «Союзная», г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,41 км	2020	1,362	АО «Облкоммунэнерго»
244.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «ФДИ» от РП-2 до ТП-2438, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,2 км	2020	1,731	АО «Облкоммунэнерго»
245.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «ФДИ» от ТП-2444 до ТП-2445, г. Туринск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,77 км	2024	1,001	АО «Облкоммунэнерго»
246.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Фотеево» от ТРП-1019, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	7,65 км	2024	4,975	АО «Облкоммунэнерго»
247.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «ХПП» от ПС 110/10 Тугулым, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,65 км	2024	2,725	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
248.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Хрустальная» от ПС 110/10 Тяговая, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,37 км	2024	1,851	АО «Облкоммунэнерго»
249.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «Швейная фабрика-2» от ТП 3052 до ТП 3026, г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,244 км	2024	0,969	АО «Облкоммунэнерго»
250.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. и КЛ-10 кВ «Здравница-2» от ПС «Союзная», г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,44 км	2024	2,862	АО «Облкоммунэнерго»
251.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. и КЛ-10 кВ ф. «УЩ-1» от ПС «Союзная», г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,265 км	2020	7,701	АО «Облкоммунэнерго»
252.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. от переключательного пункта до ТП-17, ТП-18, пос. Долomitовый, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,3 км	2020	1,987	АО «Облкоммунэнерго»
253.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Газетный» от ТРП-1001 до ТП-1209, ТП-1207, ТП-1215, ТП-1199, ТП-1210, ТП-1212, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,156 км	2020	0,877	АО «Облкоммунэнерго»
254.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Галка-1» от ПС 35/6 БКУ, пос. Билимбай, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,381 км	2023	5,386	АО «Облкоммунэнерго»
255.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Галка-2» от ПС 35/6 БКУ, пос. Билимбай, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	4,323 км	2023	6,702	АО «Облкоммунэнерго»
256.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Запрудный» от ГПП-ФНТЗ, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,5 км	2020	4,365	АО «Облкоммунэнерго»
257.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Кирпичный» от ПС «Ермак», г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,54 км	2024	2,311	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
258.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Пильная» от РП-3, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	4,4 км	2022	6,573	АО «Облкоммунэнерго»
259.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Поселок» от ПС Динур, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,55 км	2023	1,708	АО «Облкоммунэнерго»
260.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Поселок» от РП-3, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	5,54 км	2020	8,145	АО «Облкоммунэнерго»
261.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Профилакторий» от ПС 35/6 Билимбай, пос. Билимбай, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3 км	2023	0,787	АО «Облкоммунэнерго»
262.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «ПС-12 ф. 15» от ПС «Нижняя», г. Нижняя Салда	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	7,58 км	2020	9,375	АО «Облкоммунэнерго»
263.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Регул» от ГПП-ФНТЗ, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,7 км	2024	2,662	АО «Облкоммунэнерго»
264.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Свинокомплекс-1» от РП-9, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,7 км	2020	4,270	АО «Облкоммунэнерго»
265.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Свинокомплекс-2» от РП-9, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,7 км	2022	4,270	АО «Облкоммунэнерго»
266.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Северный» от ГПП 110/6 ПРУ, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,47 км	2022	3,621	АО «Облкоммунэнерго»
267.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «ТП-3» от ПС 110/6 З-Успенка, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,1 км	2023	3,775	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
268.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «ТП-4» от ПС 110/6 3-Успенка, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,9 км	2023	2,558	АО «Облкоммунэнерго»
269.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «ТП-57-ТП-30» от ТП-57, г. Асбест	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,6 км	2022	2,545	АО «Облкоммунэнерго»
270.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «ФБУ ИК-66» от ПС 110/10 Тяговая, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	4,7 км	2020	7,310	АО «Облкоммунэнерго»
271.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «ХПВ» от ПС 110/35/6 «ВСФК» до ТП-23п «Флюс», р.п. Верхняя Синячиха	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,03 км	2020	16,920	АО «Облкоммунэнерго»
272.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Центральный поселок» от ГПП 110/6 ПРУ, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,7 км	2022	2,560	АО «Облкоммунэнерго»
273.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Черная-1» от ПС «Черноисточинск» до РП «Черная», пос. Черноисточинск, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,16 км	2020	2,789	АО «Облкоммунэнерго»
274.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Черная-2» от ПС «Черноисточинск» до РП «Черная», пос. Черноисточинск, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,87 км	2024	2,475	АО «Облкоммунэнерго»
275.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Шахта-4 ввод-1» от ПС 110/35/6 Буланаш, пос. Буланаш, г. Артемовский	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,3 км	2022	3,429	АО «Облкоммунэнерго»
276.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Шахта-4 ввод-2» от ПС 110/35/6 Буланаш, пос. Буланаш, г. Артемовский	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,3 км	2022	3,429	АО «Облкоммунэнерго»
277.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «Шефский» от оп. № 45 до ТП-1232, ТП-449, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,596 км	2020	0,712	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
278.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. «ЭСКИД» от ПС 35/6 Билимбай, пос. Билимбай, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3 км	2020	5,181	АО «Облкоммунэнерго»
279.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. № 9 «Поселок» от ТРП-2003 до ТП-2059, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,988 км	2020	0,866	АО «Облкоммунэнерго»
280.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. № 29 от ПС «Нижняя», г. Нижняя Салда	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	6,2 км	2020	7,757	АО «Облкоммунэнерго»
281.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. № 4 от ПС-8 до ТП-2038, г. Нижняя Салда	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	17 км	2020	20,279	АО «Облкоммунэнерго»
282.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. № 6 «ЦГБ» от ПС «Нижняя», г. Нижняя Салда	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	6,2 км	2020	7,757	АО «Облкоммунэнерго»
283.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. в КЛ-6 кВ от ПС «Красный Камень» до ТРП-1007, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,938 км	2024	3,575	АО «Облкоммунэнерго»
284.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. ПС Кушва – ГБР-1 от ПС 35/6 Кушва, г. Кушва	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	5,53 км	2020	7,740	АО «Облкоммунэнерго»
285.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. ПС Кушва – ГБР-2 от ПС 35/6 Кушва, г. Кушва	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,46 км	2022	0,829	АО «Облкоммунэнерго»
286.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. ПС Кушва – ГБР-3 от ПС 35/6 Кушва, г. Кушва	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	11,97 км	2020	17,506	АО «Облкоммунэнерго»
287.	Реконструкция КЛ-0,4 кВ ф. от ТП-1219, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1 км	2020	1,551	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
288.	Реконструкция КЛ-10 кВ ф. «Поселок 2» от ПС Пролетарская до ТП 2666, г. Камышлов	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,42 км	2022	0,789	АО «Облкоммунэнерго»
289.	Реконструкция КЛ-6 кВ ф. от ТП-2028 до ТП-2029, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,55 км	2024	0,980	АО «Облкоммунэнерго»
290.	Реконструкция КЛ-6 кВ ф. от ТП-2056 до ТП-2068, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,495 км	2021	2,104	АО «Облкоммунэнерго»
291.	Реконструкция КЛ-6 кВ ф. от ТП-2809 до ТП-2808, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,482 км	2021	1,083	АО «Облкоммунэнерго»
292.	Реконструкция КЛ-6 кВ ф. от ТП-2809 до ТП-2814, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,447 км	2020	0,923	АО «Облкоммунэнерго»
293.	Реконструкция КЛ-6 кВ ф. от ТРП-2006 до ТП-2028, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,54 км	2020	0,957	АО «Облкоммунэнерго»
294.	Реконструкция КЛ-6 кВ ф. от ТРП-2006 до ТП-2029, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,09 км	2024	1,971	АО «Облкоммунэнерго»
295.	Реконструкция КЛ-6 кВ ф. от ТРП-2011 до ТП-2129, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 км	2024	0,665	АО «Облкоммунэнерго»
296.	Реконструкция КЛ-6 кВ ф. «Больничны-3» от ПС «Пихтовая» до ТРП-2006, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,43 км	2023	1,775	АО «Облкоммунэнерго»
297.	Реконструкция КЛ-6 кВ ф. «ГТС» от ТП-3032 до ТП-3033, г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,43 км	2024	0,981	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
298.	Реконструкция КЛ-6 кВ ф. РП-4 – ТП-11 ввод № 1 каб. «а», каб. «б» от РП-4, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,44 км	2020	7,384	АО «Облкоммунэнерго»
299.	Реконструкция КЛ-6 кВ ф. РП-4 – ТП-28 ввод № 1 каб. «а», каб. «б» от РП-4, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,556 км	2020	6,726	АО «Облкоммунэнерго»
300.	Реконструкция КЛ-6 кВ ф.РП-7 ТП-18 каб. «а» от РП-7, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,06 км	2022	2,461	АО «Облкоммунэнерго»
301.	Реконструкция КЛ-6 кВ ф. РП-8 ввод № 8 каб. «а», каб. «б», ввод № 11 каб. «а», каб. «б» от ПС 110/35кВ № 13 «Хромпик», г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	4,332 км	2020	24,915	АО «Облкоммунэнерго»
302.	Реконструкция КЛ-6 кВ ф. ТП-28-ТП-11 ввод № 1 каб. «а», каб. «б» от ТП-28, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,23 км	2022	5,394	АО «Облкоммунэнерго»
303.	Реконструкция КТП № 3894 «ПМК-10 быт» (замена ТМГ), пос. Зайково, г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2021	0,230	АО «Облкоммунэнерго»
304.	Реконструкция КТП-300 «Больничная», г. Артемовский	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,16 МВА	2020	0,545	АО «Облкоммунэнерго»
305.	Реконструкция КТП-3029 «п. Пионерский» (замена ТМГ), пос. Пионерский, г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2022	0,230	АО «Облкоммунэнерго»
306.	Реконструкция КТП-307 «Белинского», пос. Буланаш, г. Артемовский	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2023	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
307.	Реконструкция КТП-33 «пер. Болотный», г. Артемовский	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2021	0,621	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
308.	Реконструкция КТП-3507 «Калинина» (замена ТМГ), г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА	2022	0,173	АО «Облкоммунэнерго»
309.	Реконструкция КТП-3522 «Котельная, п. Пионерский» (замена ТМГ), пос. Пионерский, г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2022	0,230	АО «Облкоммунэнерго»
310.	Реконструкция КТП-3553 «Мелиорация, быт» (замена КТП), пос. Пионерский, г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2023	0,768	АО «Облкоммунэнерго»
311.	Реконструкция КТП-3605 «Профилакторий ХФЗ» (замена ТМГ), г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2021	0,230	АО «Облкоммунэнерго»
312.	Реконструкция КТП-3989 «УЖД-быт» (замена ТМГ), пос. Зайково, г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2021	0,230	АО «Облкоммунэнерго»
313.	Реконструкция КТП-50 «Короленко», г. Артемовский	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2022	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
314.	Реконструкция КТПН-20С, г. Полевской	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2021	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
315.	Реконструкция МТП-1, пос. Белоречка, г. Верхний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2024	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
316.	Реконструкция МТП-2, пос. Белоречка, г. Верхний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2021	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
317.	Реконструкция МТП-2002, г. Кушва	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2022	0,621	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
328.	Реконструкция МТП-4008, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2023	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
329.	Реконструкция МТП-4051, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2022	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
330.	Реконструкция МТП-4313, г. Талица	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2023	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
331.	Реконструкция МТП-4623 «п. Октябрьский», р.п. Бисерть, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2022	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
332.	Реконструкция МТП-4651 «п. Первомайский», р.п. Бисерть, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2024	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
333.	Реконструкция МТП-4698 «д. Уразаево», р.п. Бисерть, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА	2020	0,496	АО «Облкоммунэнерго»
334.	Реконструкция МТП-4989, г. Талица	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2021	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
335.	Реконструкция МТП-516, г. Верхний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2022	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
336.	Реконструкция РП-1 «9-й микрорайон» (замена ТМГ), г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,26 МВА	2020	0,757	АО «Облкоммунэнерго»
337.	Реконструкция ТП № 3011 «Детский сад № 25» (замена ТМГ), г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2024	0,230	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
338.	Реконструкция ТП Нагорная, пос. Исеть, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
339.	Реконструкция ТП Сосновая, пос. Исеть, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
340.	Реконструкция ТП Ю-Вспомогательная, п. Зюзельский, г. Полевской	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2021	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
341.	Реконструкция ТП Ю-Школа, п. Зюзельский, г. Полевской	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА	2024	0,496	АО «Облкоммунэнерго»
342.	Реконструкция ТП-1, пос. Кедровое, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА	2022	0,496	АО «Облкоммунэнерго»
343.	Реконструкция ТП-1, пос. Крутой, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
344.	Реконструкция ТП-1, пос. Оус	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2021	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
345.	Реконструкция ТП-1, пос. Первомайский, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2024	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
346.	Реконструкция ТП-10, пос. Шамары	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
347.	Реконструкция ТП-11, г. Верхний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	мощность определяется при проектировании	2020	0,838	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
348.	Реконструкция ТП-11, пос. Шамары	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2023	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
349.	Реконструкция ТП-154 «Ключи», г. Артемовский	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2021	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
350.	Реконструкция ТП-17 «2-ой переулок», пос. Билимбай, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2023	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
351.	Реконструкция ТП-1Ю, п. Зюзельский, г. Полевской	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА	2020	0,496	АО «Облкоммунэнерго»
352.	Реконструкция ТП-2, пос. Красный, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
353.	Реконструкция ТП-2, пос. Оус	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2022	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
354.	Реконструкция ТП-2006, г. Нижняя Салда	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
355.	Реконструкция ТП-2020, г. Нижняя Салда	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2021	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
356.	Реконструкция ТП-2039, г. Нижняя Салда	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2022	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
357.	Реконструкция ТП-2044, г. Нижняя Салда	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2023	0,822	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
358.	Реконструкция ТП-2054, г. Нижняя Салда	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2024	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
359.	Реконструкция ТП-2133 (замена ТМГ), г. Кушва	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2022	0,300	АО «Облкоммунэнерго»
360.	Реконструкция ТП-2201, г. Кушва	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
361.	Реконструкция ТП-23 (замена ТМГ), п. Новоуткинск, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2023	0,300	АО «Облкоммунэнерго»
362.	Реконструкция ТП-23, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2024	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
363.	Реконструкция ТП-2562А, ТП-1005А, ТП-1018А, ТП-4040А, ТП-4051А, ТП-4038А, ТП-4036А, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,4 МВА	2021	3,327	АО «Облкоммунэнерго»
364.	Реконструкция ТП-26, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2024	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
365.	Реконструкция ТП-3, пос. Красный, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
366.	Реконструкция ТП-3001 «Водочный завод» (замена ТМГ), г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,63 МВА	2024	0,378	АО «Облкоммунэнерго»
367.	Реконструкция ТП-3006 «Молокозавод», г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,63 МВА	2020	0,861	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
368.	Реконструкция ТП-3007 «ХФЗ» (замена ТМГ), г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2023	0,300	АО «Облкоммунэнерго»
369.	Реконструкция ТП-301, пос. Вогулка, пос. Шамары	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА	2024	0,496	АО «Облкоммунэнерго»
370.	Реконструкция ТП-3018 «ОРС Леспромхоза», г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2020	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
371.	Реконструкция ТП-3028 «База МПМК-2» (замена ТМГ), пос. Пионерский, г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2022	0,300	АО «Облкоммунэнерго»
372.	Реконструкция ТП-3035 «Школа № 1» (замена ТМГ), г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,03 МВА	2021	0,679	АО «Облкоммунэнерго»
373.	Реконструкция ТП-304, пос. Вогулка, пос. Шамары	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2022	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
374.	Реконструкция ТП-3045 «детский сад № 12» (замена ТМГ), г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,8 МВА	2021	0,591	АО «Облкоммунэнерго»
375.	Реконструкция ТП-3050 «Драмтеатр» (замена ТМГ), г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,8 МВА	2021	0,591	АО «Облкоммунэнерго»
376.	Реконструкция ТП-3053 «СКБ-банк» (замена ТМГ), г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,8 МВА	2021	0,591	АО «Облкоммунэнерго»
377.	Реконструкция ТП-310 «Перекачная», г. Артемовский	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,63 МВА	2020	0,861	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
378.	Реконструкция ТП-317 «ДКУ», г. Артемовский	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2022	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
379.	Реконструкция ТП-35 «Мира», г. Артемовский	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2022	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
380.	Реконструкция ТП-3515 «Зайково-СМУ» (замена ТМГ), пос. Зайково, г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2023	0,230	АО «Облкоммунэнерго»
381.	Реконструкция ТП-3574 «д. Мельникова» (замена ТМГ), г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2022	0,230	АО «Облкоммунэнерго»
382.	Реконструкция ТП-3607 «ул. Лесная» (замена ТМГ), пос. Пионерский, г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2024	0,300	АО «Облкоммунэнерго»
383.	Реконструкция ТП-3730 «ПМК-1» (замена ТМГ), г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2024	0,300	АО «Облкоммунэнерго»
384.	Реконструкция ТП-3922 «База ПМК-1» (замена ТМГ), пос. Пионерский, г. Ирбит	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2024	0,300	АО «Облкоммунэнерго»
385.	Реконструкция ТП-4, пос. Оус	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2023	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
386.	Реконструкция ТП-4, пос. Шамары	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
387.	Реконструкция ТП-4033, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2022	0,621	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
388.	Реконструкция ТП-4438, пос. Самары	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА	2024	0,496	АО «Облкоммунэнерго»
389.	Реконструкция ТП-4а, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,63 МВА	2022	0,861	АО «Облкоммунэнерго»
390.	Реконструкция ТП-4Ю, п. Зюзельский, г. Полевской	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА	2023	0,496	АО «Облкоммунэнерго»
391.	Реконструкция ТП-5, пос. Оус	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2024	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
392.	Реконструкция ТП-5526, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2022	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
393.	Реконструкция ТП-58, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2023	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
394.	Реконструкция ТП-5Ю, п. Зюзельский, г. Полевской	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА	2024	0,496	АО «Облкоммунэнерго»
395.	Реконструкция ТП-6, пос. Половинный, г. Верхний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2020	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
396.	Реконструкция ТП-6, пос. Самары	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,63 МВА	2023	0,861	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
397.	Реконструкция ТП-6003, г. Среднеуральск	в соответствии с актом технического состояния оборудования от 30.11.2018 № 13 (составленного комиссией под руководством начальника Среднеуральского РКЭС С.В. Порсина), выявлен существенный износ отдельных частей коммутационных аппаратов, который приводит к невозможности их дальнейшей эксплуатации. В связи с тем, что в настоящее время аналогичные коммутационные аппараты сняты с производства, их ремонт невозможен, требуется замена	0,63 МВА, 7 ячеек (панелей)	2021	4,170	АО «Облкоммунэнерго»
398.	Реконструкция ТП-6006, г. Среднеуральск	в соответствии с актом технического состояния оборудования от 30.11.2018 № 3 (составленного комиссией под руководством начальника Среднеуральского РКЭС С.В. Порсина) выявлен существенный износ отдельных частей коммутационных аппаратов, который приводит к невозможности их дальнейшей эксплуатации. В связи с тем, что в настоящее время аналогичные коммутационные аппараты сняты с производства, их ремонт невозможен, требуется замена	0,63 МВА	2021	0,861	АО «Облкоммунэнерго»
399.	Реконструкция ТП-6008, г. Среднеуральск	в соответствии с актом технического состояния оборудования от 30.11.2018 № 14 (составленного комиссией под руководством начальника Среднеуральского РКЭС С.В. Порсина) выявлен существенный износ отдельных частей коммутационных аппаратов, который приводит к невозможности их дальнейшей эксплуатации. В связи с тем, что в настоящее время аналогичные коммутационные аппараты сняты с производства, их ремонт невозможен, требуется замена	0,4 МВА, 9 ячеек (панелей)	2023	0,300	АО «Облкоммунэнерго»
400.	Реконструкция ТП-6009, г. Среднеуральск	в соответствии с актом технического состояния оборудования от 30.11.2018 № 15 (составленного комиссией под руководством начальника Среднеуральского РКЭС С.В. Порсина) выявлен существенный износ отдельных частей коммутационных аппаратов, который приводит к невозможности их дальнейшей эксплуатации. В связи с тем, что в настоящее время аналогичные коммутационные аппараты сняты с производства, их ремонт невозможен, требуется замена	0,4 МВА, 9 ячеек	2020	1,210	АО «Облкоммунэнерго»
401.	Реконструкция ТП-6010, г. Среднеуральск	в соответствии с актом технического состояния оборудования от 30.11.2018 № 16 (составленного комиссией под руководством начальника Среднеуральского РКЭС С.В. Порсина) выявлен существенный износ отдельных частей коммутационных аппаратов, который приводит к невозможности их дальнейшей эксплуатации. В связи с тем, что в настоящее время аналогичные коммутационные аппараты сняты с производства, их ремонт невозможен, требуется замена	0,63 МВА, 7 ячеек (панелей)	2023	4,098	АО «Облкоммунэнерго»
402.	Реконструкция ТП-6016, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2022	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
403.	Реконструкция ТП-6025, пос. Половинный, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2020	0,621	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
404.	Реконструкция ТП-6026, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2023	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
405.	Реконструкция ТП-6029, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
406.	Реконструкция ТП-6030, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
407.	Реконструкция ТП-6031, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
408.	Реконструкция ТП-6032, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2022	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
409.	Реконструкция ТП-6038, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2023	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
410.	Реконструкция ТП-6039, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2024	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
411.	Реконструкция ТП-6040, г. Среднеуральск	в соответствии с актом технического состояния оборудования от 30.11.2018 № 2 (составленного комиссией под руководством начальника Среднеуральского РКЭС С.В. Порсина) выявлен существенный износ отдельных частей коммутационных аппаратов, который приводит к невозможности их дальнейшей эксплуатации. В связи с тем, что в настоящее время аналогичные коммутационные аппараты сняты с производства, их ремонт невозможен, требуется замена	0,8 МВА, 12 ячеек (панелей)	2021	5,834	АО «Облкоммунэнерго»
412.	Реконструкция ТП-6042, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
413.	Реконструкция ТП-6044, г. Среднеуральск	в соответствии с актом технического состояния оборудования от 30.11.2018 № 12 (составленного комиссией под руководством начальника Среднеуральского РКЭС С.В. Порсина) выявлен существенный износ отдельных частей коммутационных аппаратов, который приводит к невозможности их дальнейшей эксплуатации. В связи с тем, что в настоящее время аналогичные коммутационные аппараты сняты с производства, их ремонт невозможен, требуется замена	1,26 МВА, 15 ячеек (панелей)	2021	6,838	АО «Облкоммунэнерго»
414.	Реконструкция ТП-6048, г. Среднеуральск	в соответствии с актом технического состояния оборудования от 30.11.2018 № 1 (составленного комиссией под руководством начальника Среднеуральского РКЭС С.В. Порсина) выявлен существенный износ отдельных частей коммутационных аппаратов, который приводит к невозможности их дальнейшей эксплуатации. В связи с тем, что в настоящее время аналогичные коммутационные аппараты сняты с производства, их ремонт невозможен, требуется замена	0,5 МВА, 14 ячеек (панелей)	2021	8,767	АО «Облкоммунэнерго»
415.	Реконструкция ТП-6050, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА	2022	0,496	АО «Облкоммунэнерго»
416.	Реконструкция ТП-6051, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2023	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
417.	Реконструкция ТП-6053, г. Среднеуральск	в соответствии с актом технического состояния оборудования от 30.11.2018 № 4 (составленного комиссией под руководством начальника Среднеуральского РКЭС С.В. Порсина) выявлен существенный износ отдельных частей коммутационных аппаратов, который приводит к невозможности их дальнейшей эксплуатации. В связи с тем, что в настоящее время аналогичные коммутационные аппараты сняты с производства, их ремонт невозможен, требуется замена	1,26 МВА, 15 ячеек (панелей)	2024	6,838	АО «Облкоммунэнерго»
418.	Реконструкция ТП-6061, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
419.	Реконструкция ТП-6064, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2022	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
420.	Реконструкция ТП-6069, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2021	0,822	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
421.	Реконструкция ТП-6079, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
422.	Реконструкция ТП-6086, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА	2024	0,496	АО «Облкоммунэнерго»
423.	Реконструкция ТП-8, пос. Оус	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2020	0,621	АО «Облкоммунэнерго»
424.	Реконструкция ТП-9, пос. Шамары	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,63 МВА	2022	0,861	АО «Облкоммунэнерго»
425.	Реконструкция ТП-Пектораль, с. Балтым, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
426.	Реконструкция ТП-Южная, с. Балтым, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2020	0,822	АО «Облкоммунэнерго»
427.	Реконструкция КТП-6024, г. Среднеуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,25 МВА	2019	6,541	АО «Облкоммунэнерго»
428.	Реконструкция 2 ВЛ-6 кВ ГПП фПНТЗ 110/35/6 кВ РП-5 ввод № 1 каб. «А», каб. «Б», ввод № 2 каб. «А», каб. «Б», г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,154 км	2019	10,261	АО «Облкоммунэнерго»
429.	Реконструкция 2 КЛ-6 кВ от РП-5 до РП-4 ввод № 1, 2, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,632 км	2019	4,845	АО «Облкоммунэнерго»
430.	Реконструкция ВКЛ-0,4 кВ ТП-2101-Магистральная Перемычки между домами - 0,4 кВ ул. Магистральная, ул. Горняков	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,49 км	2019	0,439	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
431.	Реконструкция ВКЛ-0,4 кВ ТП-2109-Майданова Перемычки между домами – 0,4 кВ ул. Майданова	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,41 км	2019	0,499	АО «Облкоммунэнерго»
432.	Реконструкция ВЛ- 0,4 кВ с. Покровка от ТП-2978, с. Покровское, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	6,469 км	2019	6,214	АО «Облкоммунэнерго»
433.	Реконструкция ВЛ- 0,4 кВ ТП-2017 ул. Круговая, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,744 км	2019	0,570	АО «Облкоммунэнерго»
434.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-17 ф. 1 ул. 8 Марта, ул. Коммунистическая, ул. Колхозников, п. Новоуткинск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	4,065 км	2019	4,679	АО «Облкоммунэнерго»
435.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-2242, п. Азиатская, г. Кушва	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	3,25 км	2019	4,235	АО «Облкоммунэнерго»
436.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-7Б, ТП-7Б, г. Полевской	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,7 км	2019	3,038	АО «Облкоммунэнерго»
437.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ по ул. Вайнера от ТП-6Б, ТП-6Б, г. Полевской	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,18 км	2019	2,102	АО «Облкоммунэнерго»
438.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ по ул. Челюскинцев, г. Полевской	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,8 км	2019	1,315	АО «Облкоммунэнерго»
439.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-4 и ТП-16 по ул. Фрунзе, пос. Кедровое, г. Верхняя Пышма	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,247 км	2019	2,239	АО «Облкоммунэнерго»
440.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. «№1» от КТПН-47, замена КТПН-47, г. Асбест	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,63 МВА, 0,2 км	2019	1,956	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
441.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. «РП-5» от ПС 110/10кВ Тугулым до РП-5, р.п. Тугулым	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	7,322 км	2019	6,917	АО «Облкоммунэнерго»
442.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф. Хуторка, с. Покровское, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,41 км	2019	0,797	АО «Облкоммунэнерго»
443.	Реконструкция ВЛ-10 кВ ф.118 оп 16 до Р-34, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,16 км	2019	0,853	АО «Облкоммунэнерго»
444.	Реконструкция ВЛ-6/0,4 кВ ф. 9-Поселок от оп. № 16 до оп. № 50, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,285 км	2019	1,572	АО «Облкоммунэнерго»
445.	Реконструкция ВЛ-6 кВ до ТП-12, 0,4 кВ ф. «№ 2» от ТП-12, г. Асбест	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,63 МВА, 0,6 км	2019	2,863	АО «Облкоммунэнерго»
446.	Реконструкция ВЛ-6 кВ отпайка на ТП-1536, пос. Волчевка, г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	4,7 км	2019	2,999	АО «Облкоммунэнерго»
447.	Реконструкция КЛ-6 кВ от РП-4 до ТП-24, г. Первоуральск	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,66 км	2019	1,106	АО «Облкоммунэнерго»
448.	Реконструкция КТП-314 «4-ый квартал», г. Артемовский	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2019	0,708	АО «Облкоммунэнерго»
449.	Реконструкция КТП-3482 «Полевая» в п. Зайково	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2019	0,537	АО «Облкоммунэнерго»
450.	Реконструкция КТП-3538/100 кВА «АЗС» в г. Ирбите	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА	2019	0,433	АО «Облкоммунэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
451.	Реконструкция МТП-4733, г. Талица	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА	2019	0,536	АО «Облкоммунэнерго»
452.	Реконструкция ТП № 6, п. Оус	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2019	0,708	АО «Облкоммунэнерго»
453.	Реконструкция ТП-2033 с перезаводом существующих нагрузок, г. Нижняя Салда	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,26 МВА	2019	3,710	АО «Облкоммунэнерго»
454.	Реконструкция ТП-3016 «PCY» по ул. Первомайская, 93 в г. Ирбите	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА	2019	0,708	АО «Облкоммунэнерго»
455.	Реконструкция трансформаторных подстанций (ТП № 2213, 2219, 4902, 4017, 3802), г. Нижний Тагил	акт замера напряжения в точке присоединения потребителя к электрической сети 0,4 кВ показал, что уровень напряжения находится (с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий) ниже допустимого, определенного в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,4 МВА	2019	2,840	АО «Облкоммунэнерго»

Приложение № 11
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на период 2020–2024 годов

ПЕРЕЧЕНЬ

перспективных проектов по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше (объектов реконструкции, нового строительства), необходимость реализации которых не подтверждена заявками на технологическое присоединение и (или) режимно-балансовой ситуацией

Но- мер стро- ки	Наименование мероприятия	Назначение мероприятия	Технические характеристики	Ориентировочная сметная стоимость без НДС (млн. рублей)	Владелец сетевого объекта
1.	Мероприятия, необходимые для подключения новых потребителей				
2.	Электроснабжение новых потребителей г. Екатеринбурга и пригорода				
3.	Строительство ПС 220 кВ Надежда с заходами ЛЭП 220 и 110 кВ	реализация технологического присоединения для новых потребителей г. Екатеринбурга, предотвращение перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х250 МВА, 2х0,1 км	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

Приложение № 12
к схеме и программе развития
электроэнергетики Свердловской
области на период 2020-2024 годов

РЕЗУЛЬТАТЫ
расчетов электроэлектрических режимов

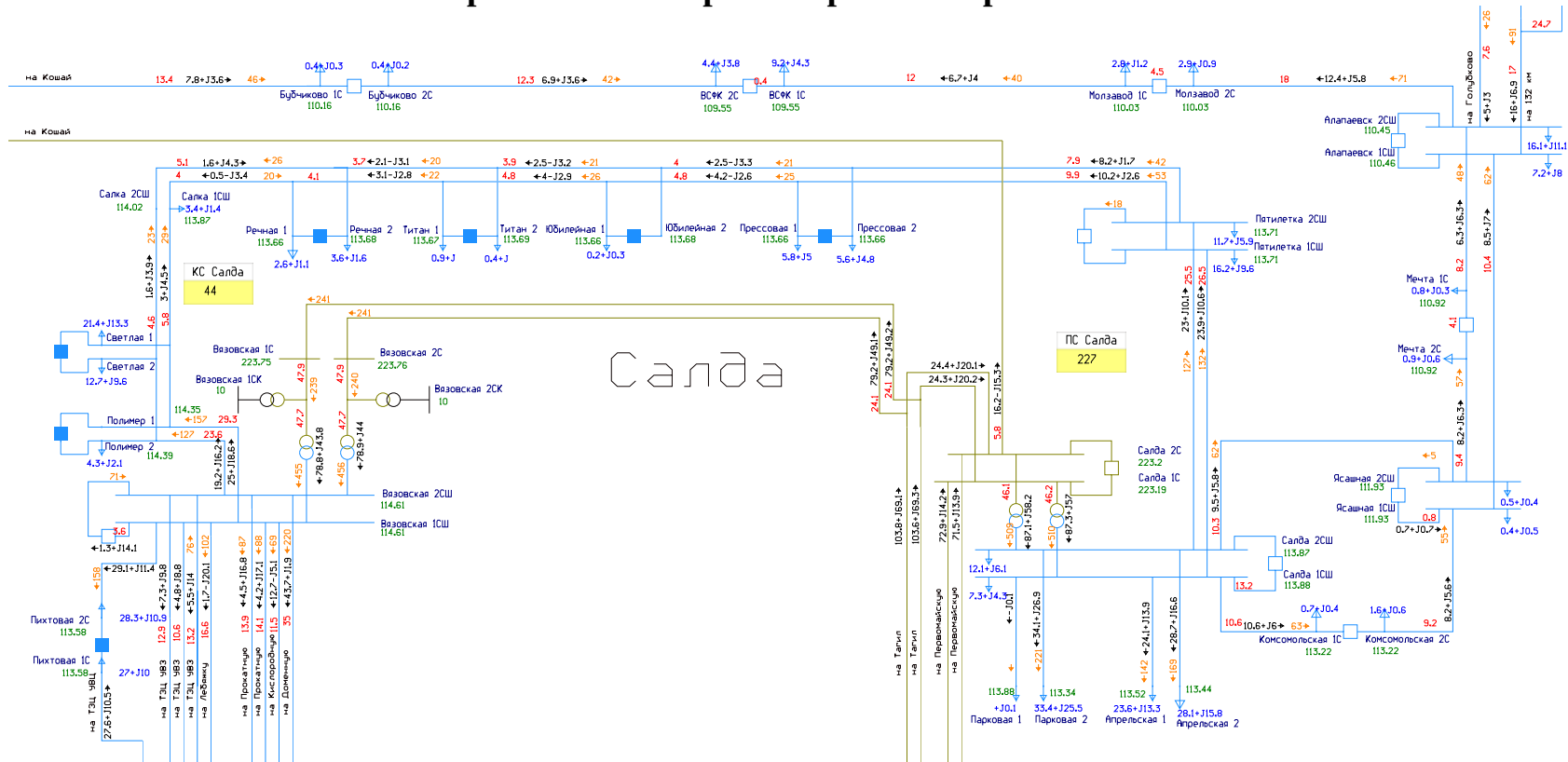


Рис. 1. Режим зимних максимальных нагрузок 2019 года при температуре ОЗМ. Нормальная схема (контроль перетока в КС «Салда» не осуществляется)

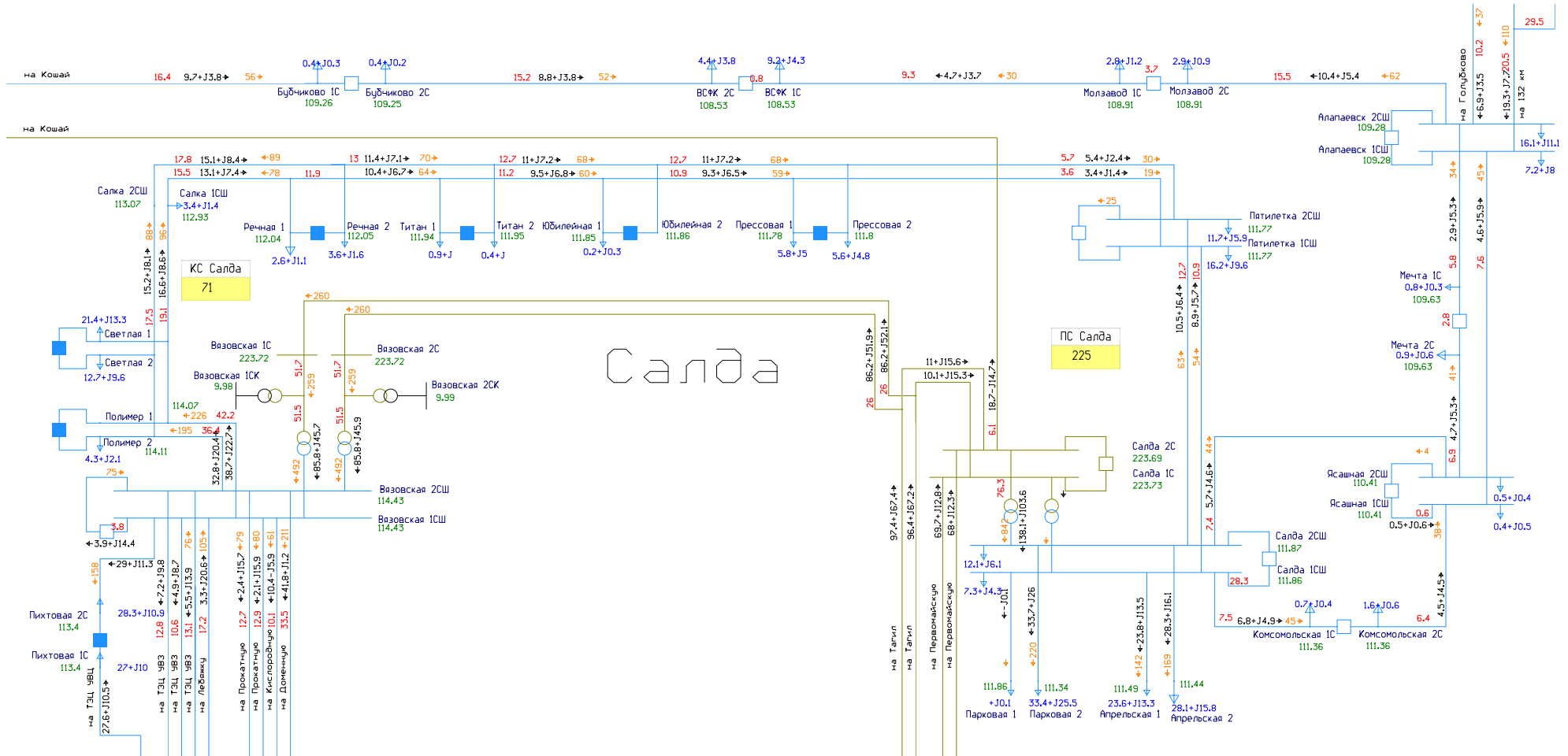


Рис. 2. Режим зимних максимальных нагрузок 2019 года при температуре ОЗМ. Единичная ремонтная схема: отключен АТ1 на ПС 220 кВ Салда (МДП в КС «Салда» составляет 123 МВт)

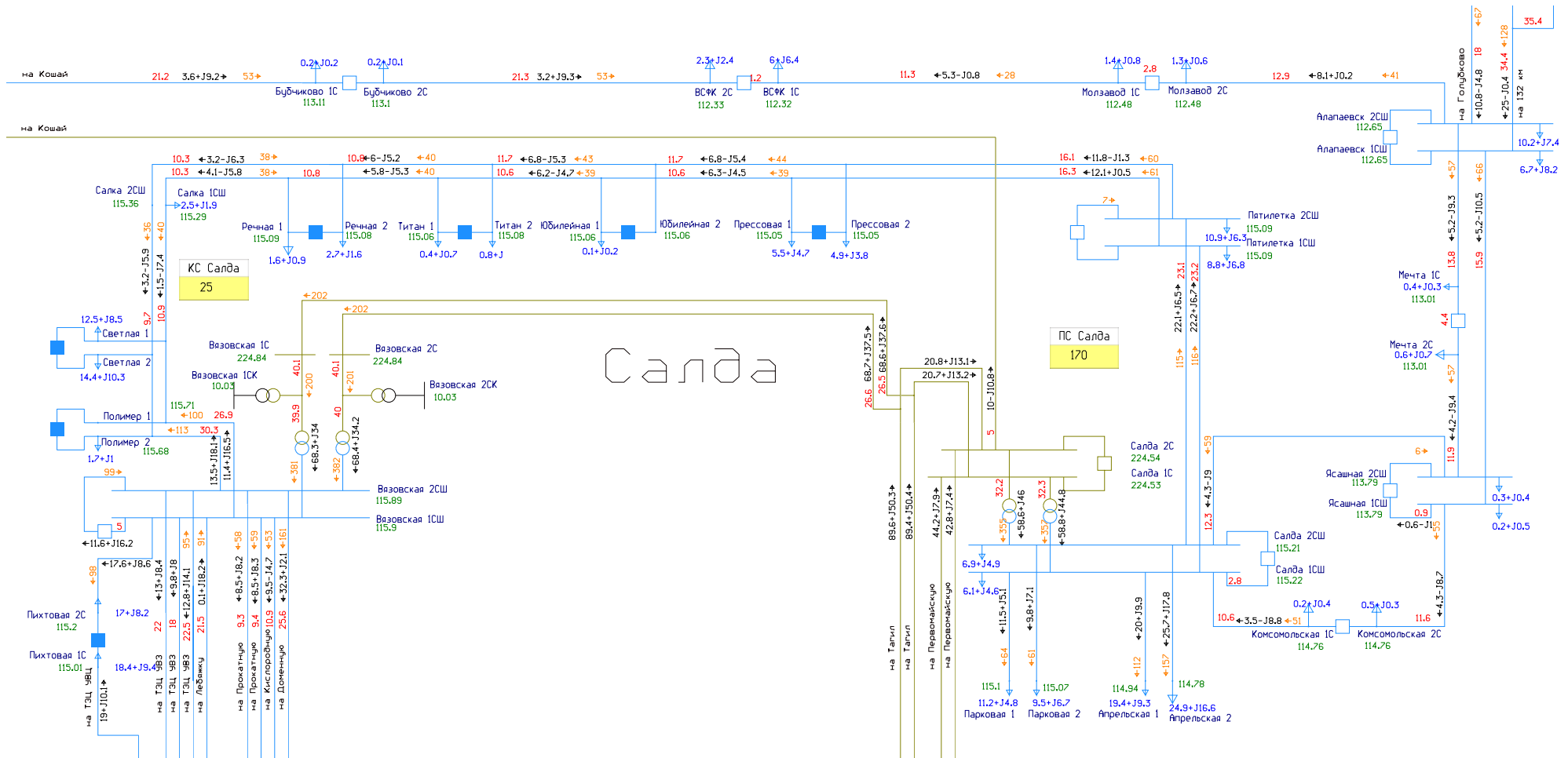


Рис. 3. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года при температуре ПЭВТ. Нормальная схема (контроль перетока в КС «Салда» не осуществляется)

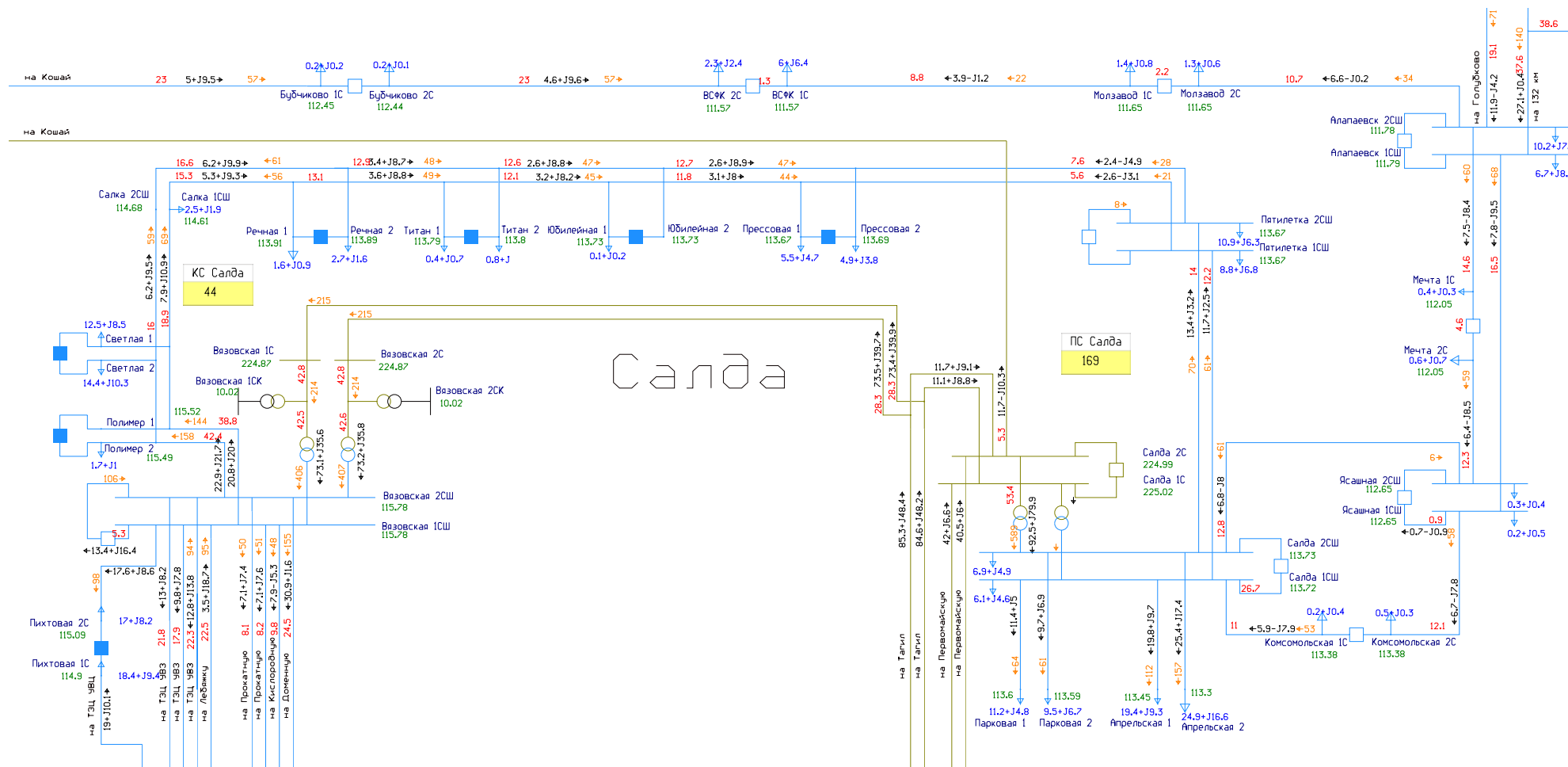


Рис. 4. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года при температуре ПЭВТ. Единичная ремонтная схема: отключен АТ1 на ПС 220 кВ Салда (МДП в КС «Салда» составляет 95 МВт)

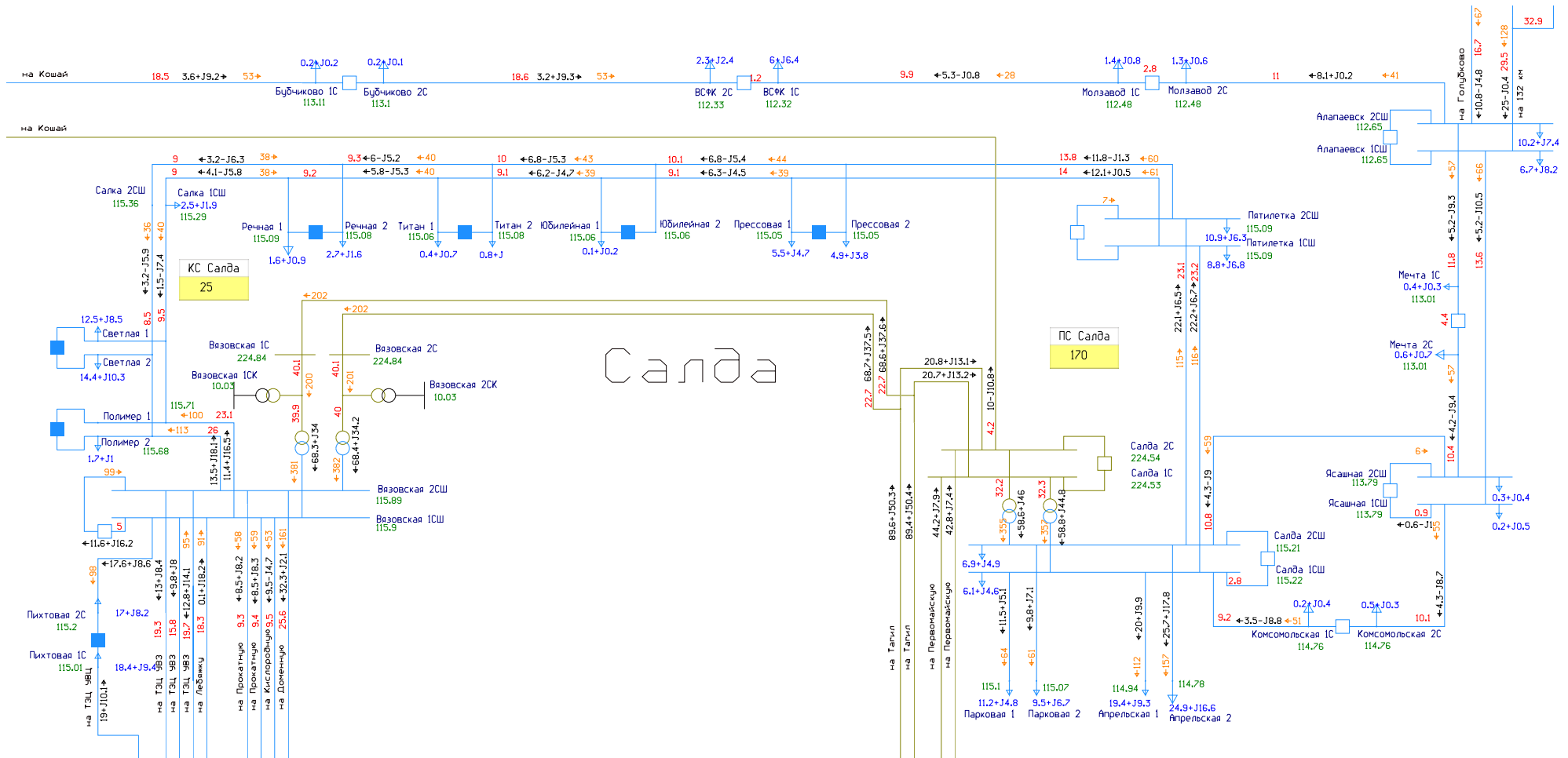


Рис. 5. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года при среднемесячной температуре наиболее теплого месяца. Нормальная схема (контроль перетока в КС «Салда» не осуществляется)

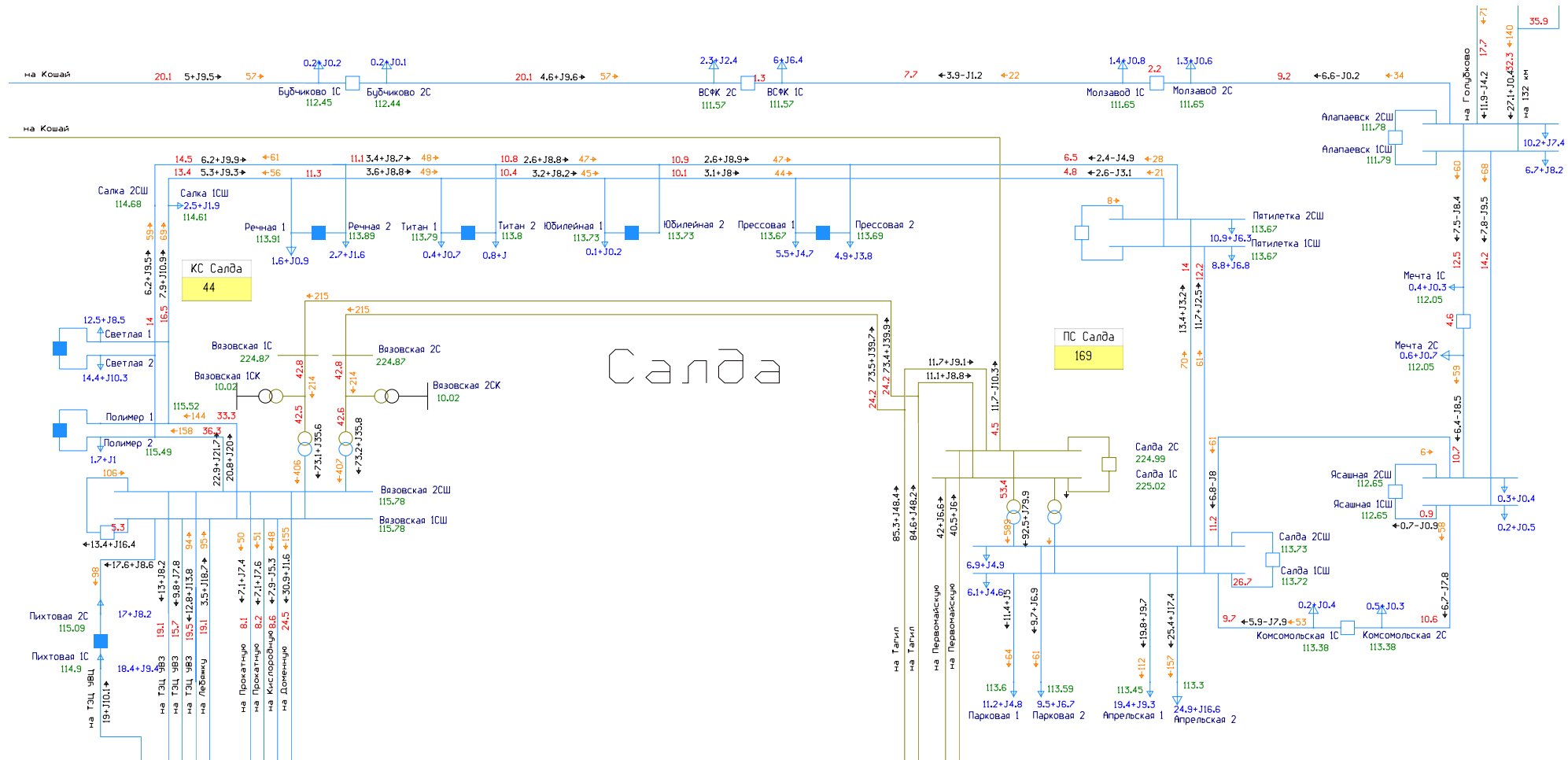


Рис. 6. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года при среднемесячной температуре наиболее теплого месяца. Единицная ремонтная схема: отключен АТ1 на ПС 220 кВ Салда (МДП в КС «Салда» составляет 107 МВт)

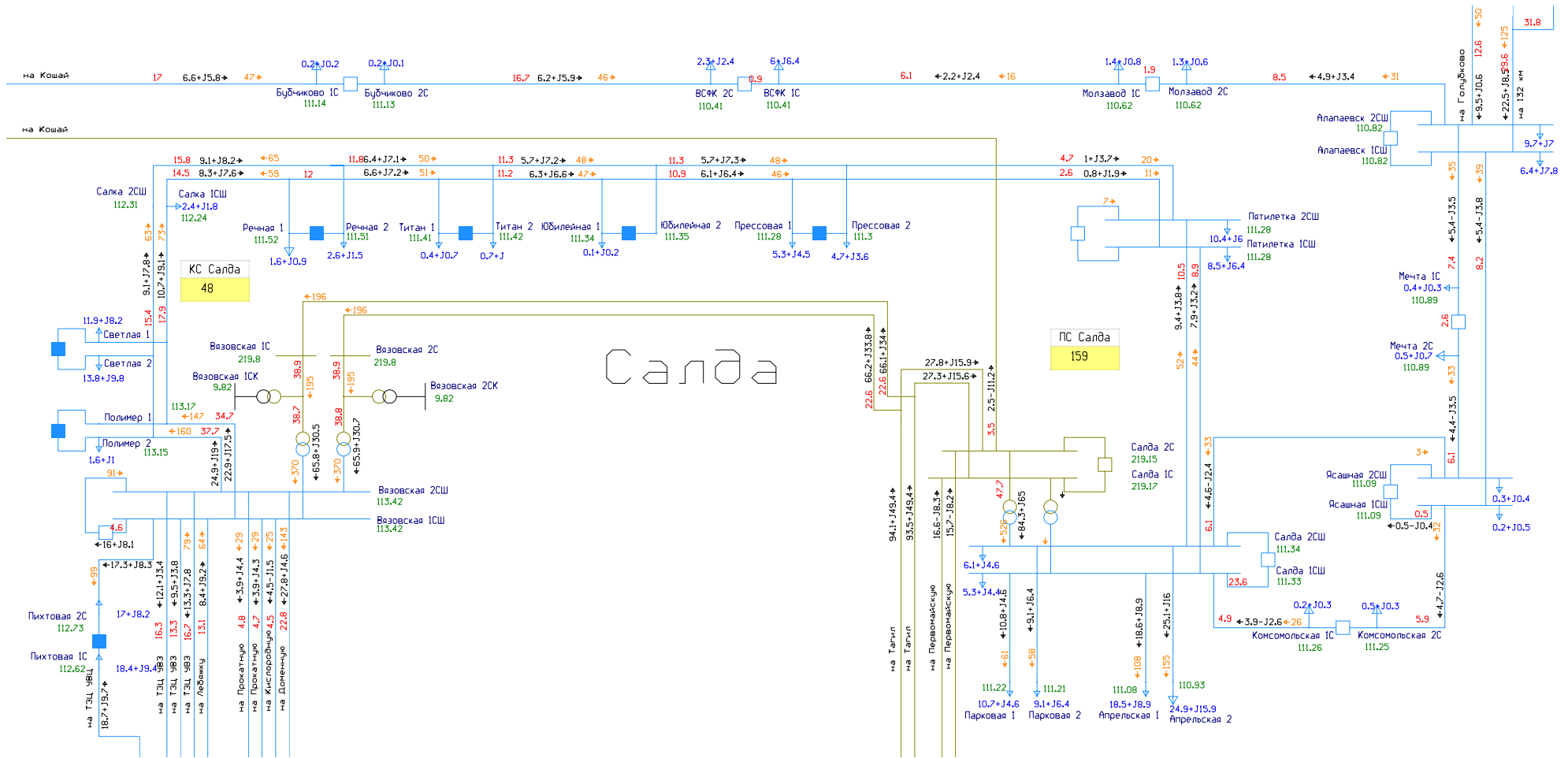


Рис. 7. Единая ремонтная схема в период, благоприятный для проведения ремонта: ремонт АТ1 на ПС 220 кВ Салда (МДП в КС «Салда» составляет 121 МВт)

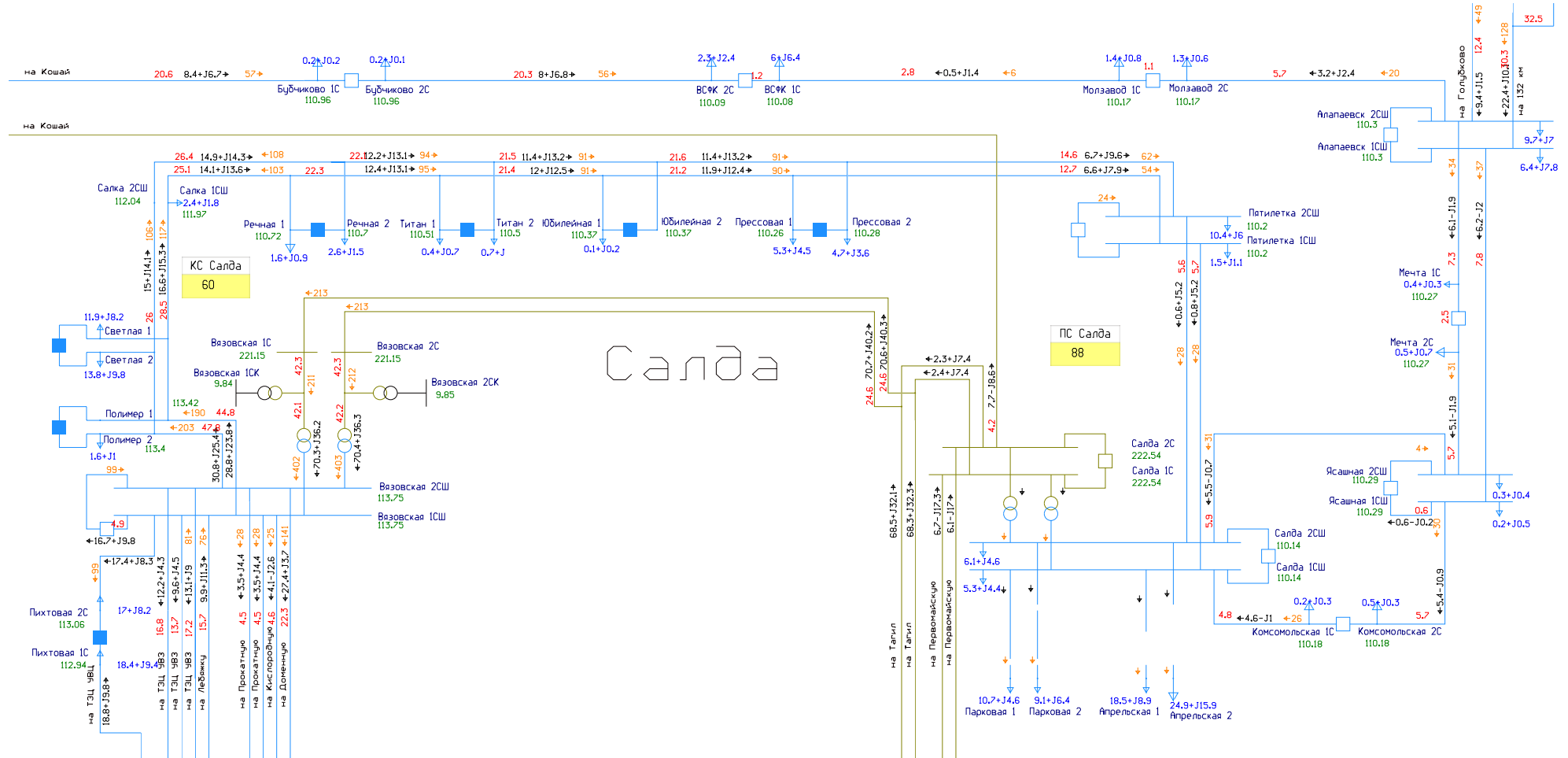


Рис. 8. Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения) в период, благоприятный для проведения ремонта: ремонт АТ1(2) ПС 220 кВ Салда и аварийное отключение АТ2(1) ПС 220 кВ Салда после работы АРЛ 110 кВ на ПС 220 кВ Салда с действием на ОН 69 МВт (МДП в КС «Салда» составляет 67 МВт)

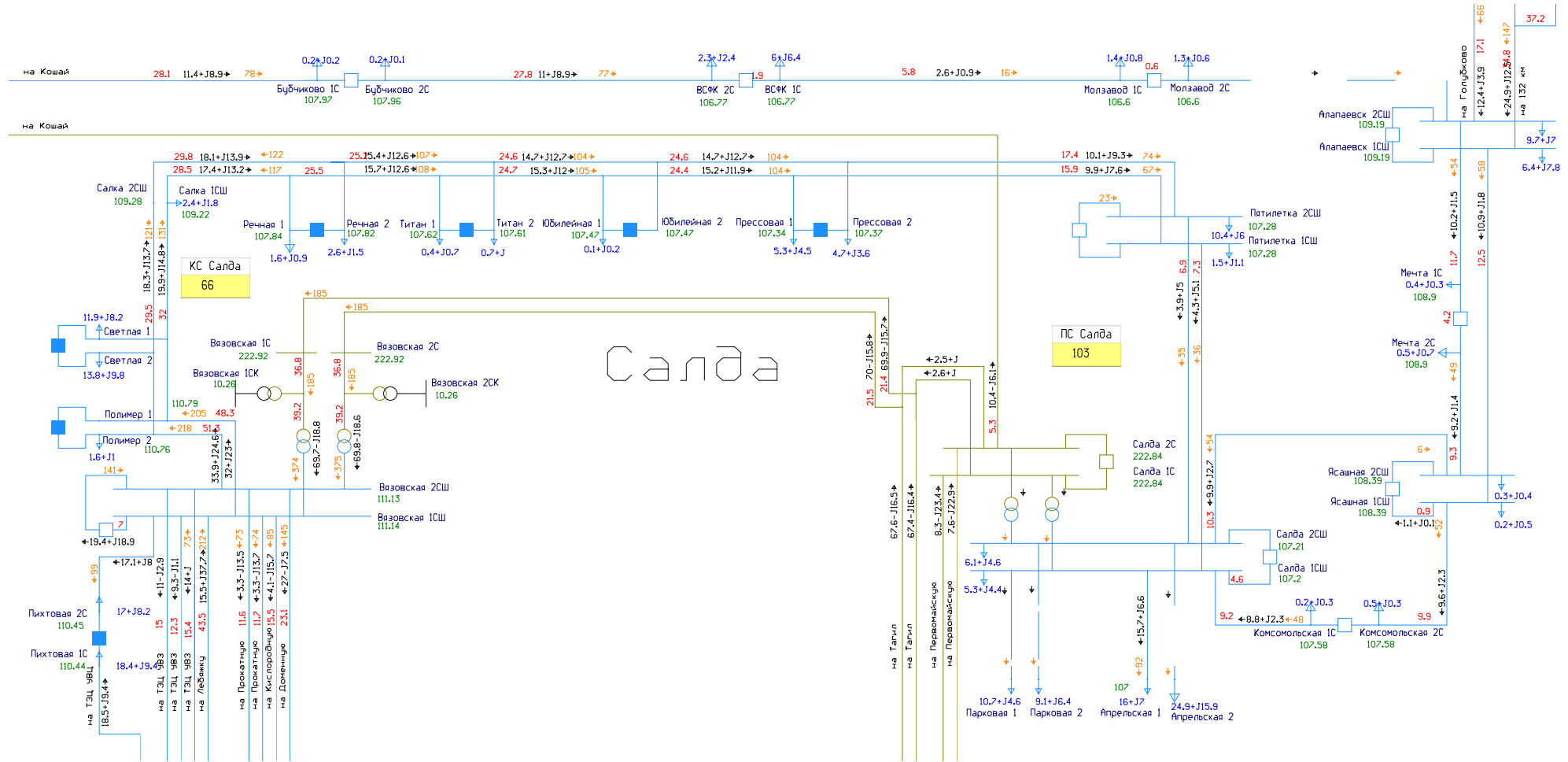


Рис. 9. Двойная ремонтная схема (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) в период, благоприятный для проведения ремонта: отключены АТ1 и АТ 2 на РС 220 кВ Салда, выполнены схемно-режимные мероприятия, включена часть потребителей, отключенных от ПА, осуществлен ввод ГВО величиной 53 МВт (МДП в КС «Салда» составляет 66 МВт)

Список используемых сокращений

А – ампер;
АВР – автоматическое включение резерва;
АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка;
АЛАР – автоматика для ликвидации асинхронного режима;
АО – акционерное общество;
АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования;
АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;
АПВ – автоматическое повторное включение;
АРЛ – автоматика разгрузки линии;
АРС – автоматика разгрузки станции;
АТ – автотрансформатор;
АТГ – автотрансформаторная группа;
АЭС – атомная электрическая станция;
БАЗ – филиал акционерного общества «РУСАЛ Урал» в Краснотурьинске «Объединенная компания РУСАЛ Богословский алюминиевый завод»;
БАЭС – Белоярская атомная электростанция;
БКТП – блочная комплектная трансформаторная подстанция;
БМК – блочная модульная котельная;
БН – (реактор) на быстрых нейтронах;
БСК – батарея статических конденсаторов;
ВИЗ – открытое акционерное общество «Верх-Исетский металлургический завод»;
ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
ВЛ – воздушная линия;
ВНИПИ – Всероссийский научно-исследовательский и проектный институт;
ВТГРЭС – Верхнетагильская государственная районная электрическая станция;
ВЧ – высокочастотный;
г.у.т. – грамм условного топлива;
ГАО – график аварийного ограничения;
ГБУ СО – государственное бюджетное учреждение Свердловской области;
ГК – генерирующая компания;
Гкал – гигакалория;
ГВС – горячее водоснабжение;
ГВО – график временного отключения;
ГО – городской округ;
ГОК – горно-обогатительный комбинат;
ГОСТ – государственный стандарт;
ГПА–ТЭЦ – газопоршневая мини-ТЭЦ;
ГПП – главная понизительная подстанция;
ГРП – газорегуляторный пункт;
ГРЭС – государственная районная электрическая станция;
ГТ ТЭЦ – газотурбинная теплоэлектроцентраль;
ГТУ – газотурбинная установка;

ГТЭС – газотурбинная электростанция;
ГУП СО – государственное унитарное предприятие Свердловской области;
ГЭС – гидроэлектростанция;
дБА – децибел акустический;
ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка;
ДРСУ – дорожное ремонтно-строительное управление;
ДТН – допустимая токовая нагрузка;
ДПМ – договор о предоставлении мощности;
ЕМУП – Екатеринбургское муниципальное унитарное предприятие;
ЕНЭС – единая национальная (общероссийская) электрическая сеть;
ЕТО – единая теплоснабжающая организация;
ЕЭС – единая энергетическая система;
ЕЭСК – акционерное общество «Екатеринбургская электросетевая компания»;
ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство;
ЖР – жилой район;
ЗАО – закрытое акционерное общество;
ИП – инвестиционная программа;
ИТП – индивидуальный тепловой пункт;
кв. – квартал;
кВ – киловольт;
кв. м – квадратный метр;
кВт – киловатт;
кВт·ч – киловатт-час;
кг.у.т. – килограмм условного топлива;
куб. м/ч. – метр кубический в час;
КГОК – акционерное общество «ЕВРАЗ Качканарский горно-обогатительный комбинат»;
КГУ – когенерационная установка;
КЗ – короткое замыкание;
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
КИТ – коэффициент использования топлива;
КЛ – кабельная линия;
конс. – консервация;
КПД – коэффициент полезного действия;
КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
КС – контролируемое сечение;
КЭС – конденсационная электрическая станция;
ЛЭП – линия электропередачи;
МВА – мегавольтампер;
Мвар – мегавольтампер реактивный;
МВт – мегаватт;
МДП – максимально допустимый переток;
МДОУ – муниципальное дошкольное образовательное учреждение;
МК – межотраслевой концерн;

мкр. – микрорайон;
млн. куб. м – миллион кубических метров;
МРСК – открытое акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания»;
МУ – муниципальное учреждение;
МУОП – муниципальное унитарное объединенное предприятие;
МУП – муниципальное унитарное предприятие;
МЭС – магистральные электрические сети;
НДС – налог на добавленную стоимость;
НПК – научно-производственная корпорация;
НПП – научно-производственное предприятие;
НСТЭЦ – Ново-Свердловская теплоэлектроцентраль;
НТГРЭС – Нижнетауринская государственная районная электрическая станция;
НТМК – акционерное общество «ЕВРАЗ Нижнетагильский металлургический комбинат»;
ОАО – открытое акционерное общество;
ОВБ – оперативно-выездная бригада;
ОГК – генерирующая компания оптового рынка электроэнергии;
о.е. – относительная единица
ОЗМ – осенне-зимний максимум;
ОК – объединенная компания;
ОН – ограничение нагрузки;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ОРЭ – оптовый рынок электроэнергии;
ОСЦТ – объединенная система централизованного теплоснабжения;
ОЭЗ ППТ – особая экономическая зона промышленно-производственного типа;
ОЭС – объединенная энергетическая система;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПАО – публичное акционерное общество;
ПАР – послеаварийный режим;
ПАСх – послеаварийная схема;
п.г.т. – поселок городского типа;
ПГУ – парогазовая установка;
ПИР – проектно-изыскательские работы;
ПП – переключательный пункт;
ППУ изоляция – пенополиуретановая изоляция;
ПР – планировочный район;
ПС – подстанция;
ПСУ – паросиловая установка;
ПСЦМ – производство сплавов цветных металлов;
ПТЭ ЭСС – правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
ПЭВТ – период экстремально высоких температур;
РАО – Российское акционерное общество;

РДУ – региональное диспетчерское управление;
РЖД – открытое акционерное общество «Российские железные дороги»;
РЗА – релейная защита и автоматика;
РП – распределительный пункт;
РТИ – резиновые технические изделия;
РУ – распределительное устройство;
РЭС – районные электрические сети;
СанПиН – санитарные правила и нормы;
СБУ – Серово-Богословский узел;
СВ – секционный выключатель;
СВМ – схема выдачи мощности;
СЗЗ – санитарно-защитная зона;
СО ЕЭС – системный оператор Единой энергетической системы;
СПГ – сжиженный природный газ;
СПМЭС – Свердловское предприятие магистральных электрических сетей;
СПП – станция промышленных предприятий;
СРС – схемно-режимные ситуации;
ст. – станция;
СТЗ – публичное акционерное общество «Синарский трубный завод»;
СЦТ – система централизованного теплоснабжения;
СТК – общество с ограниченной ответственностью «Свердловская теплоснабжающая компания»;
СТЭЦ – Свердловская тепловая электрическая централь;
СУГРЭС – Среднеуральская государственная районная электрическая станция;
СУМЗ – открытое акционерное общество «Среднеуральский медеплавильный завод»;
СШ – система шин;
т.у.т. – тонна условного топлива;
ТГ – турбогенератор;
ТМЗ – турбомоторный завод;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТТ – трансформатор тока;
ТУ – технические условия;
ТФУ – теплофикационная установка;
ТЭБ – топливно-энергетический баланс;
ТЭР – топливные энергетические ресурсы;
ТЭС – тепловая электрическая станция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
у.е. – условная единица;
УАЗ – филиал акционерного общества «РУСАЛ Урал» в Каменске-Уральском «Объединенная компания РУСАЛ Уральский алюминиевый завод»;
УВ – управляющее воздействие;
УВЗ – акционерное общество «Научно-производственная корпорация «Уралвагонзавод» имени Ф.Э. Дзержинского»;

УГМК – общество с ограниченной ответственностью «Уральская горно-металлургическая компания»;

УЖКХ – управление жилищного и коммунального хозяйства;

УК – управляющая компания;

УМП – унитарное муниципальное предприятие;

УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд;

УрО РАН – Уральское отделение Российской академии наук;

УрФО – Уральский федеральный округ;

УрФУ – федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»;

УЭХК – Уральский электрохимический комбинат;

ФГУП – федеральное государственное унитарное предприятие;

ФСК – публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»;

ЭПК – экспериментально-производственный комбинат;

ЦГБ – центральная городская больница;

ЦТП – центральный тепловой пункт;

ЦЭС – центральная электрическая станция.