



УКАЗ

ГУБЕРНАТОРА СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ

29.04.2022

№ 216-УГ

г. Екатеринбург

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2023–2027 годов

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» и статьей 111 Областного закона от 10 марта 1999 года № 4-ОЗ «О правовых актах в Свердловской области»

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Свердловской области на период 2023–2027 годов (прилагаются).

2. Признать утратившим силу Указ Губернатора Свердловской области от 30.04.2021 № 252-УГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2022–2026 годов» («Официальный интернет-портал правовой информации Свердловской области» (www.pravo.gov66.ru), 2021, 30 апреля, № 30203).

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

4. Настоящий указ вступает в силу с 1 января 2023 года.

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

Губернатор
Свердловской области



Е.В. Куйвашев

УТВЕРЖДЕНЫ

Указом Губернатора

Свердловской области

от 29.04.2022 № 216-УГ

«Об утверждении схемы

и программы развития

электроэнергетики

Свердловской области

на период 2023–2027 годов»

**СХЕМА И ПРОГРАММА
РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД
2023–2027 ГОДОВ**

СОДЕРЖАНИЕ

Раздел 1. Цели и задачи схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2023–2027 годов	7
Раздел 2. Общая характеристика Свердловской области	8
Раздел 3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Свердловской области	10
Глава 1. Характеристика энергосистемы Свердловской области	10
Глава 2. Структура и состав установленной мощности электростанций.....	11
Глава 3. Возрастная структура оборудования электростанций.....	14
Глава 4. Основные характеристики электросетевого хозяйства Свердловской области	15
Глава 5. Основные внешние электрические связи энергосистемы Свердловской области	16
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.....	17
Глава 7. Динамика потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Свердловской области	18
Глава 8. Структура потребления электрической энергии Свердловской области. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии.....	22
Глава 9. Структура выработки электрической энергии по типам электростанций и видам собственности	22
Глава 10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности в энергосистеме Свердловской области за 2017–2021 годы.....	23
Глава 11. Мониторинг прироста фактической нагрузки, а также поступающих заявок на осуществление технологического присоединения в городе Екатеринбурге	25
Глава 12. Структура топливного баланса электростанций и котельных.....	29
Глава 13. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области.....	30
Глава 14. Описание системы теплоснабжения города Екатеринбурга.....	31
Параграф 1. Объем, структура и динамика рынка тепловой энергии города Екатеринбурга	34
Параграф 2. Характеристика действующих магистральных и распределительных тепловых сетей.....	34
Параграф 3. Прогноз тепловой нагрузки города Екатеринбурга	35
Параграф 4. Определение величины перспективной тепловой нагрузки в разрезе крупных потребителей.....	35
Параграф 5. Текущий и перспективный баланс тепловой энергии, включая оценку ограничений по выдаче тепловой мощности	36
Параграф 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург».....	36

Раздел 4. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Свердловской области.....	37
Глава 15. Особенности функционирования энергосистемы Свердловской области	37
Глава 16. Характеристика функционирования энергосистемы Свердловской области и анализ режимов работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.....	37
Глава 17. Проблемы электросетевого комплекса Свердловской области.....	37
Глава 18. Проблемы генерирующих мощностей Свердловской области	38
Глава 19. Проблемы в системе теплоснабжения Свердловской области.....	39
Глава 20. Особенности ресурсного обеспечения электроэнергетического комплекса Свердловской области	41
Глава 21. Влияние предприятий энергетики на загрязнение окружающей среды в Свердловской области	42
Глава 22. Состояние и перспективы развития малой генерации в Свердловской области	47
Параграф 7. Текущее состояние малой генерации в Свердловской области.....	47
Параграф 8. Технологические факторы развития малой генерации.....	48
Раздел 5. Основные направления развития электроэнергетики Свердловской области	51
Глава 23. Основные цели и задачи развития электроэнергетики Свердловской области	51
Глава 24. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Свердловской области на пятилетний период	51
Глава 25. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Свердловской области	55
Параграф 9. Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей.....	55
Параграф 10. Планируемые объемы ввода и модернизация генерирующего оборудования	55
Глава 26. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электрической энергии и мощности) на пятилетний период	57
Глава 27. Развитие электрических сетей на территории Свердловской области...	58
Параграф 11. Развитие сетевого комплекса 110 кВ и выше, связанного с технологическим присоединением энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии	60
Параграф 12. Реконструкция объектов электросетевого хозяйства Свердловской области	65
Параграф 13. Реконструкция ПС 110 кВ Тугулым	65
Параграф 14. Реконструкция ПС 35 кВ Нива, ПС 110 кВ Шпагатная и ПС 110 кВ Родник.....	67
Параграф 15. Реконструкция ПС 110 кВ Свобода	102
Параграф 16. Реконструкция ПС 110 кВ Свердловская.....	105
Параграф 17. Реконструкция ПС 110 кВ Алмазная.....	106
Параграф 18. Реконструкция ПС 110 кВ Керамик.....	108
Параграф 19. Замена БСК на ПС 110 кВ Михайловская.....	110

Параграф 20. Реконструкция КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками от опоры № 26 до опоры № 128 с заменой опор и провода ЛЭП (ориентировочной протяженностью по трассе 19,83 км)	110
Параграф 21. Реконструкция ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от порталов ПС 110 кВ Хромпик до порталов 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская с заменой опор и провода ЛЭП (ориентировочной протяженностью по трассе 10,62 км)	111
Параграф 22. Реконструкция ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень на участке от портала ПС 110 кВ Чекмень до опоры № 22 (ориентировочной протяженностью по трассе 9,35 км) и ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень на участке от порталов ПС 110 кВ Чекмень до порталов ПС 110 кВ Европейская (ориентировочной протяженностью по трассе 26,5 км) с заменой опор и провода ЛЭП.....	111
Параграф 23. Реконструкция ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от опоры № 176 до портала ПС 110 кВ Хромпик (в районе города Первоуральска) с заменой опор и провода ЛЭП (ориентировочной протяженностью по трассе 4,5 км)	112
Параграф 24. Реконструкция транзита ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка – Шамары – Глухарь с образованием ВЛ 110 кВ Глухарь – Вогулка, ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка, ВЛ 110 кВ Глухарь – Шамары и ВЛ 110 кВ Шаля – Шамары	113
Глава 28. Потребность электростанций и котельных в топливе	115
Глава 29. Энергообеспечение удаленных территорий Свердловской области	117
Глава 30. Информация о кадровых ресурсах в электроэнергетике Свердловской области	120
Глава 31. Перспективные инновационные технологии и направления развития электроэнергетического комплекса Свердловской области.....	120
Раздел 6. Существующие и планируемые к строительству генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется или осуществляется на розничных рынках	121
Приложение № 1. Возрастная структура оборудования электростанций Свердловской области на 1 марта 2022 года.....	123
Приложение № 2. Характеристика электросетевого комплекса по классам напряжения на 1 марта 2022 года	128
Приложение № 3. Характеристика средств компенсации реактивной мощности с номинальным напряжением 110 кВ и выше на 1 марта 2022 года	129
Приложение № 4. Перечень наиболее крупных потребителей электрической энергии в энергосистеме Свердловской области.....	131
Приложение № 5. Перечень наиболее крупных перспективных потребителей электрической энергии в энергосистеме Свердловской области (более 10 МВт)....	132
Приложение № 6. Перечень выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области.....	133
Приложение № 7. Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования в энергосистеме Свердловской области (МВт).....	137

Приложение № 8. Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по энергосистеме Свердловской области (МВт)	139
Приложение № 9. Перечень технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, учтенных при определении объема мероприятий по реконструкции объектов электросетевого хозяйства.....	140
Приложение № 10. Перечень мероприятий по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области	160
Приложение № 11. Перечень мероприятий по развитию электросетевого комплекса 35 кВ и ниже (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области	165
Приложение № 12. Результаты расчетов электроэнергетических режимов.....	176
Приложение № 13. Карта-схема развития электрических сетей энергосистемы Свердловской области на 2022 год и на период 2023–2027 годов.....	200
Список используемых сокращений.....	201

Раздел 1. Цели и задачи схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на период 2023–2027 годов

Схема и программа развития электроэнергетики Свердловской области на период 2023–2027 годов 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 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 2022–2028 годы;
- 4) схемы теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, на территориях которых расположены объекты электроэнергетики Свердловской области;
- 5) социально-экономические, экономико-технологические, географические, экологические и ресурсные особенности Свердловской области;
- 6) сведения о действующих технических условиях на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;
- 7) 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 являются основой для разработки инвестиционных программ территориальных сетевых организаций.

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

Основными задачами работы по разработке настоящих схемы и программы являются:

- 1) подготовка предложений по координированному 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 35 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 -20⁰С, средняя температура июля – от +16 до +19⁰С, количество осадков – около 500 мм в год.

Численность постоянного населения Свердловской области на 1 января 2022 года составляла 4 261 084 человека. На территории Свердловской области расположены 47 городов, 26 поселков городского типа, 1802 сельских населенных пункта. Местное самоуправление осуществляется на территориях 94 муниципальных образований. В городах проживает около 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 основными промышленными районами приведена на рисунке 1.

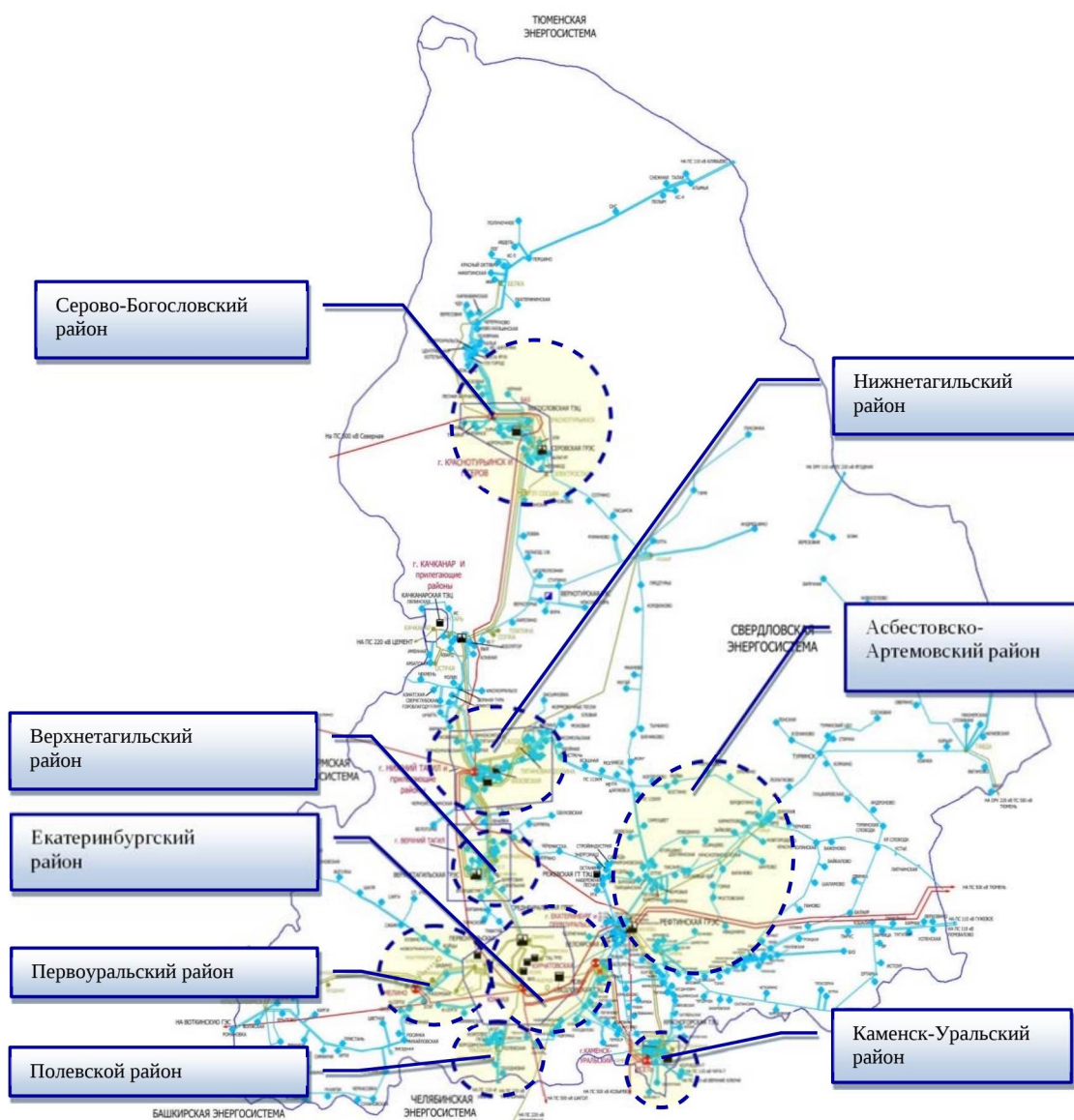


Рисунок 1. Карта-схема Свердловской области с основными промышленными районами

Промышленность Свердловской области представлена преимущественно обрабатывающим производством. 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 Свердловской области, разработка их по состоянию на 1 марта 2022 года не велась. 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 Свердловской области

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области на 1 марта 2022 года составила 10 579,501 МВт.

Более половины от всей установленной мощности энергосистемы – 50,8% (5378,5 МВт) – приходится на две электростанции: Рефтинскую ГРЭС и Среднеуральскую ГРЭС.

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

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

ЭСК энергосистемы Свердловской области достаточно развит, присутствуют ЛЭП класса напряжения 0,4-6-10-20-35-110-220-500 кВ. Суммарная протяженность ЛЭП 110-220-500 кВ на 1 марта 2022 года, по данным сетевых организаций, составила 17,1 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 2022 года составила 43,8 тыс. МВА.

Баланс мощности и электрической энергии энергосистемы Свердловской области является избыточным.

Крупнейшими генерирующими компаниями на территории Свердловской области являются АО «Кузбассэнерго», ПАО «Энел Россия», АО «Интер РАО – Электрогенерация», ПАО «ОГК-2», филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс» и АО «Концерн Росэнергоатом».

Крупнейшими сетевыми организациями на территории Свердловской области являются филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», АО «Екатеринбургская электросетевая компания», АО «Облкоммунэнерго», а также Свердловская дирекция по энергообеспечению и Горьковская дирекция по энергообеспечению – структурные подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД». 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 «Екатеринбургэнергосбыт», АО «Нижнетагильская Энергосбытовая компания», филиал АО «Русатом Инфраструктурные решения» в городе Новоуральске.

Глава 2. Структура и состав установленной мощности электростанций

Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Свердловской области, по состоянию на 1 марта 2022 года 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 2022 года

Номер строки	Тип электростанции	Установленная мощность (МВт)	Доля от установленной мощности энергосистемы Свердловской области (процентов)
1.	АЭС	1485	14,0
2.	ГЭС	7	0,1
3.	ТЭС	9087,501	85,9
4.	Итого	10 579,501	100,0

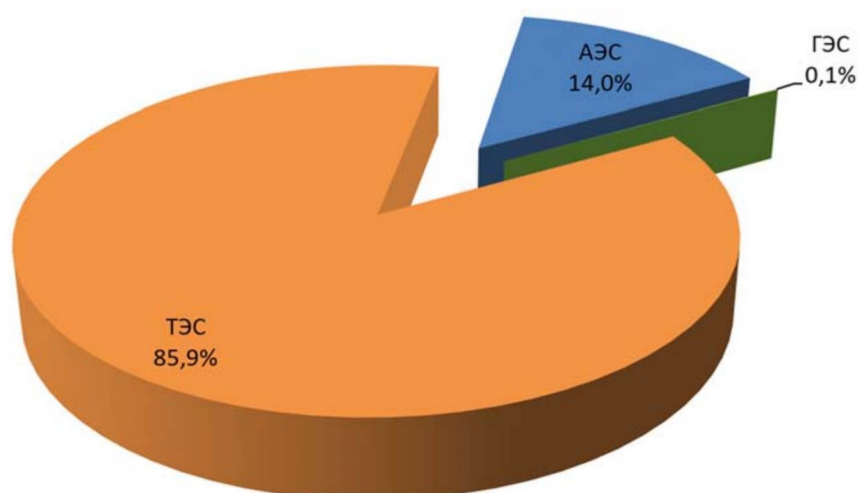


Рисунок 2. Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Свердловской области, по состоянию на 1 марта 2022 года

Перечень электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Свердловской области, по состоянию на 1 марта 2022 года представлен в таблице 2.

Таблица 2

Перечень электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Свердловской области, по состоянию на 1 марта 2022 года

Номер строки	Собственник, наименование электростанции	Установленная мощность (МВт)	Месторасположение 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.	АО «Кузбассэнерго»	3800	–
8.	Рефтинская ГРЭС	3800	пос. Рефтинский
9.	ПАО «Энел Россия»	1578,5	–
10.	Среднеуральская ГРЭС	1578,5	г. Среднеуральск
11.	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	1348	–
12.	Ново-Свердловская ТЭЦ	557	г. Екатеринбург
13.	Нижнетуринская ГРЭС	484	г. Нижняя Тура
14.	Академическая ТЭЦ	228	г. Екатеринбург
15.	Свердловская ТЭЦ	24	г. Екатеринбург
16.	Верхотурская ГЭС	7	Верхотурский район (река Тура)
17.	Первоуральская ТЭЦ	24	г. Первоуральск
18.	ТЭЦ Уральского турбомоторного завода	24	г. Екатеринбург
19.	Филиал «РУСАЛ Каменск-Уральский»	121	–
20.	Красногорская ТЭЦ	121	г. Каменск-Уральский
21.	Филиал «РУСАЛ Краснотурьинск»	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 Нижнетагильского металлургического комбината	149,9	г. Нижний Тагил

1	2	3	4
33.	АО «Научно-производственная корпорация «Уралвагонзавод» имени Ф.Э. Дзержинского»	108	–
34.	ТЭЦ АО «НПК «Уралвагонзавод»	108	г. Нижний Тагил
35.	ЗАО «Межотраслевой Концерн «Уралметпром»	70,5	–
36.	ТЭЦ ЗАО «Межотраслевой Концерн «Уралметпром»	70,5	г. Екатеринбург
37.	АО «Синарская ТЭЦ»	12	–
38.	ТЭЦ АО «Синарский трубный завод»	12	г. Каменск-Уральский
39.	АО «Штарк Энерджи Екатеринбург»	21,5	–
40.	Мини-ТЭЦ ПАО «СУМЗ»	21,5	г. Ревда
41.	АО «Русатом Инфраструктурные решения»	24,9	–
42.	ТЭЦ в г. Новоуральске	24,9	г. Новоуральск
43.	АО «Невьянский цементник»	24,9	–
44.	Невьянская ТЭС	24,9	пос. Цементный
45.	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	8	–
46.	ГТЭС-4 АРП Сысерть	4	г. Сысерть
47.	ГТЭС АРП Арамиль	4	г. Арамиль
48.	АО «Уралэлектромедь»	2,4	–
49.	Мини-ТЭЦ ПСЦМ АО «Уралэлектромедь»	2,4	г. Кировград
50.	АО «НЛМК-Урал»	10,951	–
51.	Энергоцентр «Березовский»	6,451	г. Березовский
52.	Энергокомплекс г. Нижние Серги	4,5	г. Нижние Серги
53.	ООО «Штарк Энерджи Серов»	24,9	–
54.	ТЭЦ ПАО «НМЗ»	24,9	г. Серов
55.	ООО «Агреко Евразия»	14,3	–
56.	ТЭС ООО «Агреко Евразия»	14,3	г. Первоуральск
57.	ООО «Штарк Энерджи Ревда»	7,5	–
58.	ПТУ ПАО «СУМЗ»	7,5	г. Ревда
59.	Итого по энергосистеме Свердловской области	10 579,501	–

Структура распределения установленной мощности электрических станций Свердловской области по состоянию на 1 марта 2022 года приведена на рисунке 3.

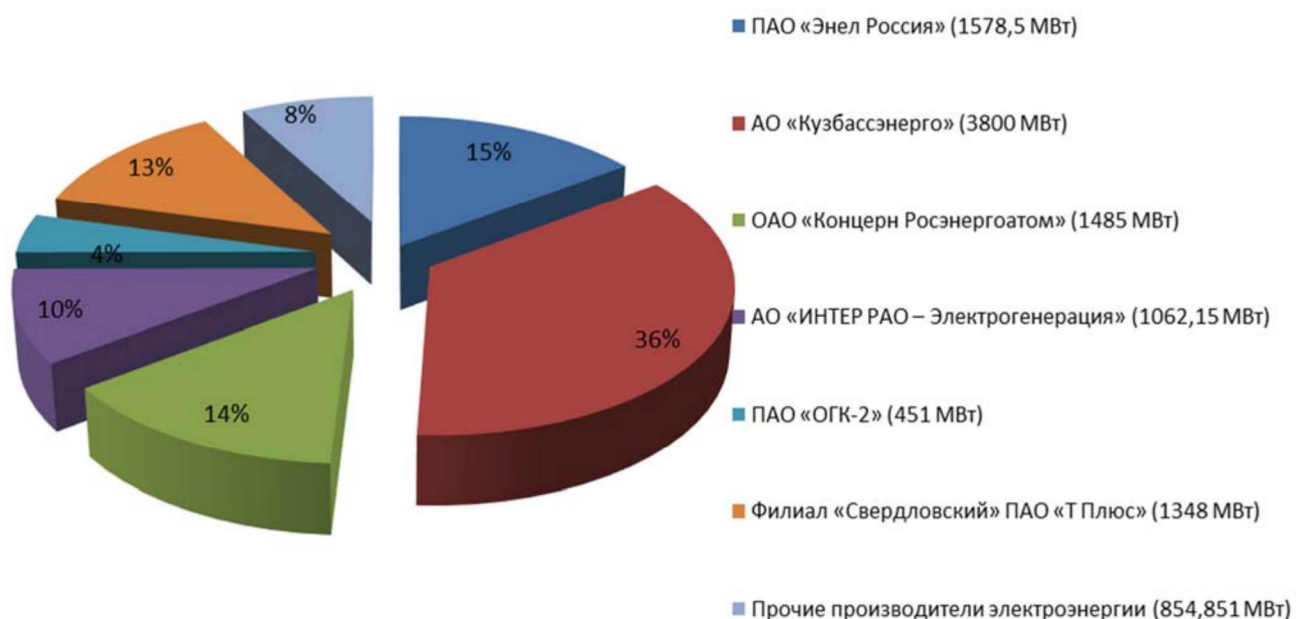


Рисунок 3. Структура распределения установленной мощности электрических станций Свердловской области по состоянию на 1 марта 2022 года

Глава 3. Возрастная структура оборудования электростанций

С 1 февраля 2021 года по 1 марта 2022 года существенных изменений в возрастной структуре оборудования электрических станций на территории энергосистемы Свердловской области не произошло. В указанный период проведены следующие мероприятия:

- 1) введено в эксплуатацию генерирующее оборудование ТЭС ООО «Агреко Евразия» (ООО «Агреко Евразия») установленной мощностью 14,3 МВт;
- 2) введено в эксплуатацию генерирующее оборудование ПТУ ПАО «СУМЗ» (ООО «Штарк Энерджи Ревда») установленной мощностью 7,5 МВт.

По состоянию на 1 марта 2022 года доля мощностей, введенных с начала 2021 года, составила 0,2%. Мощность генерирующего оборудования, введенного более 60 лет назад (до 1960 года), составила 3,1%. Возрастная структура оборудования электростанций Свердловской области на 1 марта 2022 года представлена в приложении № 1 к настоящим схеме и программе. График введенной мощности от установленной на 1 марта 2022 года показан на рисунке 4.

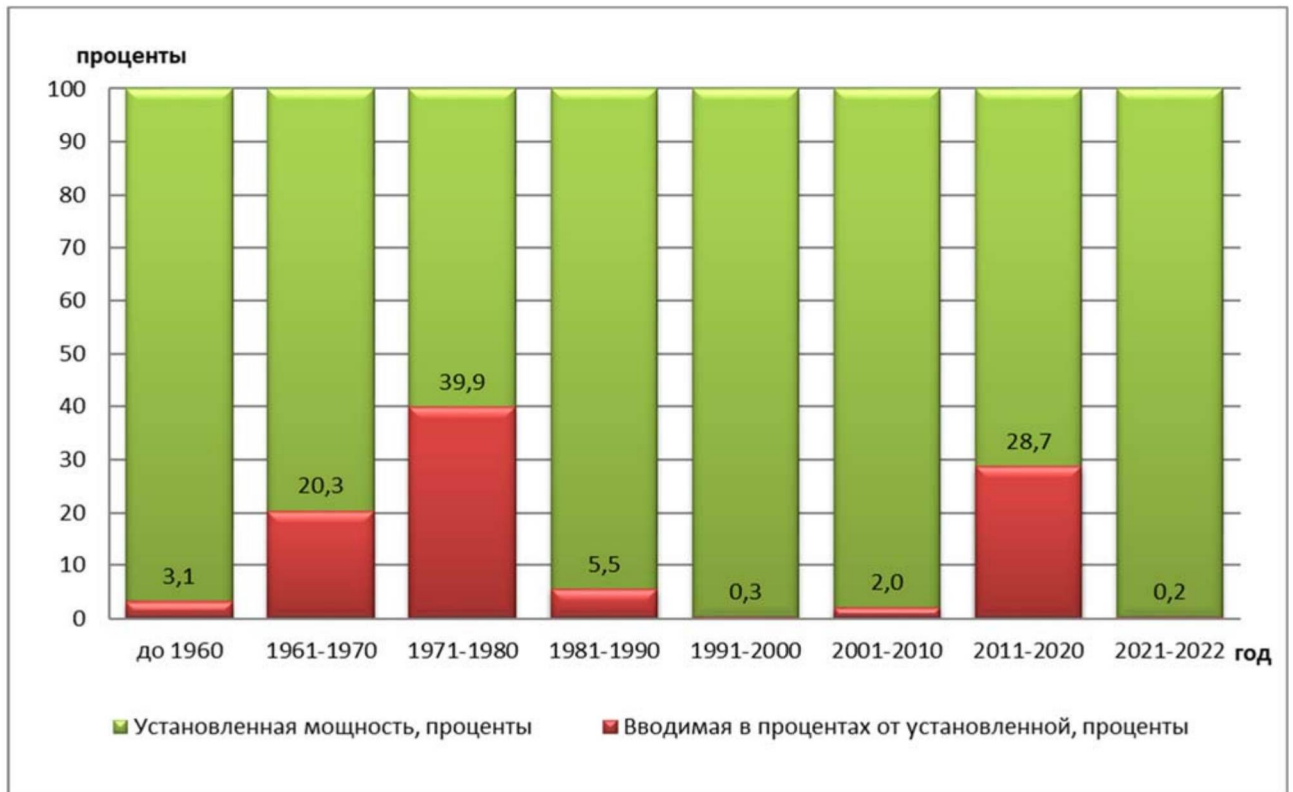


Рисунок 4. График введенной мощности от установленной на 1 марта 2022 года

Глава 4. Основные характеристики электросетевого хозяйства Свердловской области

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

ПС 500 кВ	– 6 штук;
ПС (ПП) 220 кВ	– 40 штук;
ПС 110 кВ	– 605 штук;
ПС 35 кВ	– 165 штук;
ТП 10-6/0,4 кВ	– более 16 080 штук;
ЛЭП 500 кВ	– 1988,2 км;
ЛЭП 220 кВ	– 3500,2 км;
ЛЭП 110 кВ	– 11 566,6 км;
ЛЭП 35-0,4 кВ	– более 61 600 км.

С 1 марта 2021 года по 1 марта 2022 года в части характеристик ЭСК на территории энергосистемы Свердловской области произошли следующие изменения:

1) введена в эксплуатацию ПС 110 кВ Полиметалл с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый с присоединением к сети отпайками от ВЛ 110 кВ Серов – Воронцовский ГОК с отпайками и от ВЛ 110 кВ Краснотурьинск – Воронцовский ГОК с отпайками;

2) введен в эксплуатацию силовой трансформатор Т-1 мощностью 10 МВА напряжением 110/10 кВ на ПС 110 кВ Балтымская;

3) введен в эксплуатацию силовой трансформатор Т-1 мощностью 25 МВА на ПС 110 кВ Шпагатная в рамках выполнения первого этапа реконструкции подстанции с последующей заменой на трансформатор мощностью 40 МВА;

4) на ПС 110 кВ Центральная котельная введен в эксплуатацию трансформатор Т-1 мощностью 25 МВА;

5) в рамках реконструкции ПС 110 кВ Горный Щит произведена замена трансформаторов Т-2 и Т-3 (ММПС) мощностью 16 МВА и 25 МВА соответственно с заменой на новые трансформаторы Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА каждый;

6) введен в эксплуатацию силовой трансформатор Т-5 на ПС 110 кВ Коксовая мощностью 63 МВА;

7) на ПС 220 кВ Окунево в связи с непригодностью к дальнейшей эксплуатации выведен из эксплуатации автотрансформатор АТ-2.

Основные характеристики приведены по данным наиболее крупных сетевых организаций на территории Свердловской области, таких как филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, филиал «Свердловэнерго» ОАО «МРСК Урала», АО «Екатеринбургская электросетевая компания», АО «Облкоммунэнерго» и ОАО «РЖД». На территории Свердловской области также функционирует более 45 территориальных сетевых организаций. Характеристика ЭСК Свердловской области по классам напряжения на 1 марта 2022 года приведена в приложении № 2 к настоящей схеме и программе.

Глава 5. Основные внешние электрические связи энергосистемы Свердловской области

Энергосистема Свердловской области входит в объединенную энергосистему Урала и граничит с энергосистемами Пермского края, Челябинской и Курганской областей, Республики Башкортостан, а также с энергосистемой Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. Внешние электрические связи энергосистемы Свердловской области 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 Пермского края	ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Емелино
2.		ВЛ 500 кВ Северная – БАЗ
3.		ВЛ 500 кВ Тагил – Калино
4.		ВЛ 220 кВ Ирень – Партизанская
5.		ВЛ 220 кВ Красноуфимская – Ирень
6.		ВЛ 220 кВ Цемент – Качканар
7.		ВЛ 110 кВ Глухарь – Платоновская

1	2	3
8.		ВЛ 110 кВ Глухарь – Шамары
9.		ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень
10.		ВЛ 110 кВ Качканар – Промысла с отпайками
11.		ВЛ 110 кВ Красноуфимская – Романовка I и II цепь
12.	Энергосистема Челябинской области	ВЛ 220 кВ Белоярская АЭС – Мраморная
13.		ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево
14.		ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская
15.		ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол
16.		ВЛ 110 кВ Нижняя-т – 19 км
17.		ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит I цепь с отпайкой на ПС Ново-Ивановская
18.		ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит II цепь с отпайками
19.		ВЛ 35 кВ Рыбниково – Ларино
20.	Энергосистема Курганской области	ВЛ 220 кВ Высокая – Каменская
21.		ВЛ 110 кВ Каменская – В. Ключи с отпайками на ПС ЖБК
22.		ВЛ 110 кВ Колчедан – Чуга-Т
23.	Энергосистема Тюменской области, Ханты- Мансийского и Ямало- Ненецкого автономных округов	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень № 1 и № 2
24.		ВЛ 220 кВ Тюмень – Тавда
25.		ВЛ 110 кВ Велижаны – Увал с отпайкой на ПС Чугунаево
26.		ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак
27.		ВЛ 110 кВ Картопля – Атымья № 1 и № 2 с отпайками
28.		ВЛ 110 кВ МДФ – Тавда с отпайками
29.		ВЛ 110 кВ Молчаново – Устье с отпайками
30.		ВЛ 110 кВ Перевалово – Верховино
31.		ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда № 2 с отпайками
32.		ВЛ 35 кВ Сажино – Усть-Икинск

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. 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 и батареи статических конденсаторов. Суммарная установленная мощность

средств компенсации реактивной мощности на 1 марта 2022 года составила 976,72 Мвар.

Характеристика средств компенсации реактивной мощности с номинальным напряжением 110 кВ и выше на 1 марта 2022 года приведена в приложении № 3 к настоящим схеме и программе.

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 2017 до начала 2018 года характеризуется приростом потребления электрической энергии в энергосистеме Свердловской области, что связано с восстановлением экономической ситуации после введенных ранее внешних экономических санкций.

В 2020 году зафиксировано существенное снижение потребления электрической энергии в энергосистеме Свердловской области. В 2020 году по сравнению с 2019 годом потребление электрической энергии снизилось на 4,0%, что связано с эпидемиологическими факторами (распространение новой коронавирусной инфекции (COVID-19)). В 2021 году наблюдался восстановительный рост на 4,0%.

Динамика потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области за 2017–2021 годы представлена в таблице 4 и на рисунке 5. Динамика потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области по отношению к предыдущему году показана на рисунке 6.

Таблица 4

Динамика потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области за 2017–2021 годы

Номер строки	Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1.	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	42 872,1	43 489,6	43 078,8	41 347,0	43 004,5
2.	Абсолютный прирост потребления электрической энергии (по отношению к предшествующему году), млн. кВт·ч	446,1	617,5	-410,8	-1731,8	1657,5
3.	Динамика потребления электрической энергии (по отношению к предшествующему году), процентов	1,1	1,4	-0,9	-4,0	4,0

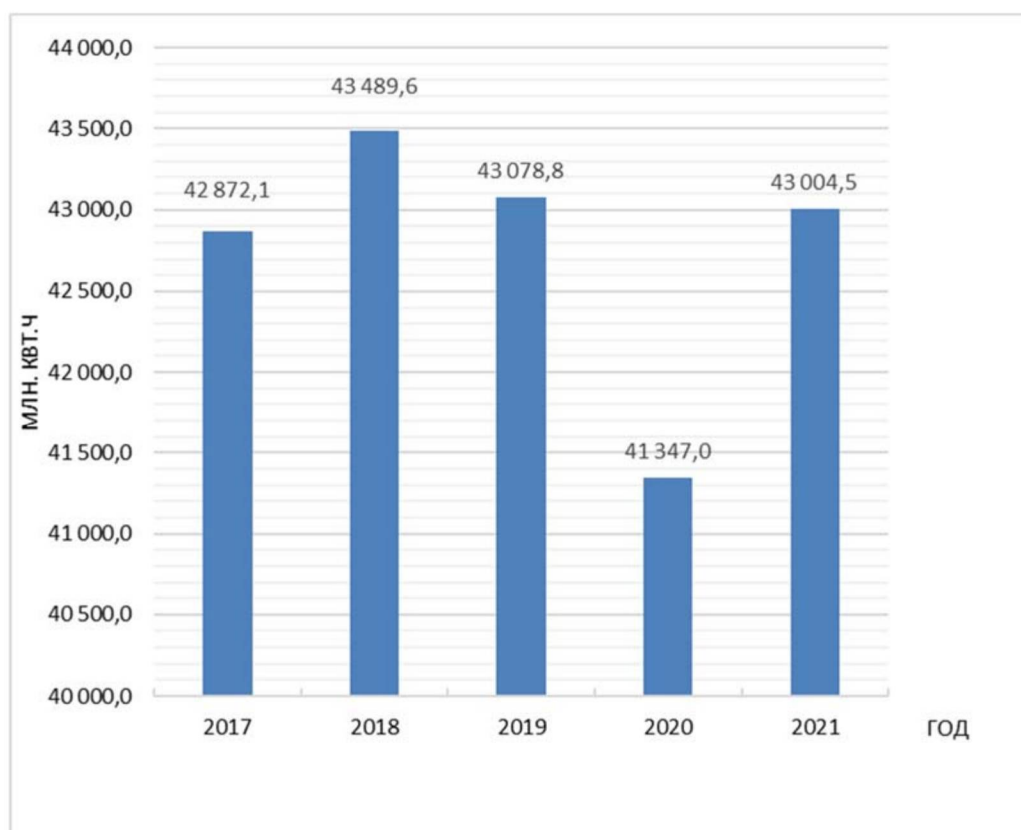


Рисунок 5. Динамика потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области за 2017–2021 годы

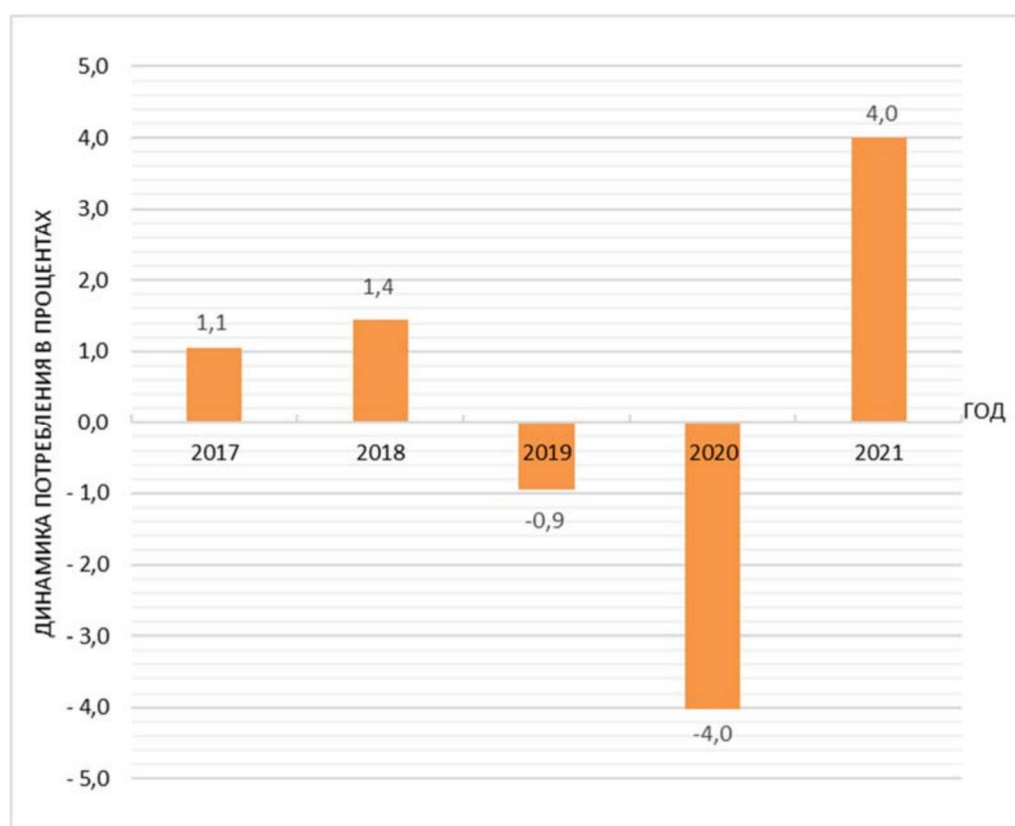


Рисунок 6. Динамика потребления электрической энергии энергосистемы Свердловской области по отношению к предыдущему году

Период с 2017 до конца 2021 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.

По сравнению с 2020 годом в 2021 году максимум потребления мощности увеличился на 395 МВт, или на 6,6%. На такое значительное увеличение, потребления помимо температурного фактора, оказал влияние восстановительный рост экономики после окончания ограничений, вводимых в 2020 году вследствие эпидемиологического фактора (распространение новой коронавирусной инфекции (COVID-19)).

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Свердловской области за 2017–2021 годы представлена в таблице 5. Годовой максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области показан на рисунке 7. График изменения максимумов потребления мощности энергосистемы Свердловской области по отношению к предыдущему году приведен на рисунке 8.

Таблица 5

**Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы
Свердловской области за 2017–2021 годы**

Номер строки	Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1.	Собственный максимум потребления мощности, МВт	6460	6349	6456	6013	6408
2.	Абсолютный прирост потребления мощности (по отношению к предшествующему году), МВт	-160	-111	107	-443	395
3.	Темпы прироста (по отношению к предшествующему году), процентов	-2,4	-1,7	1,7	-6,9	6,6

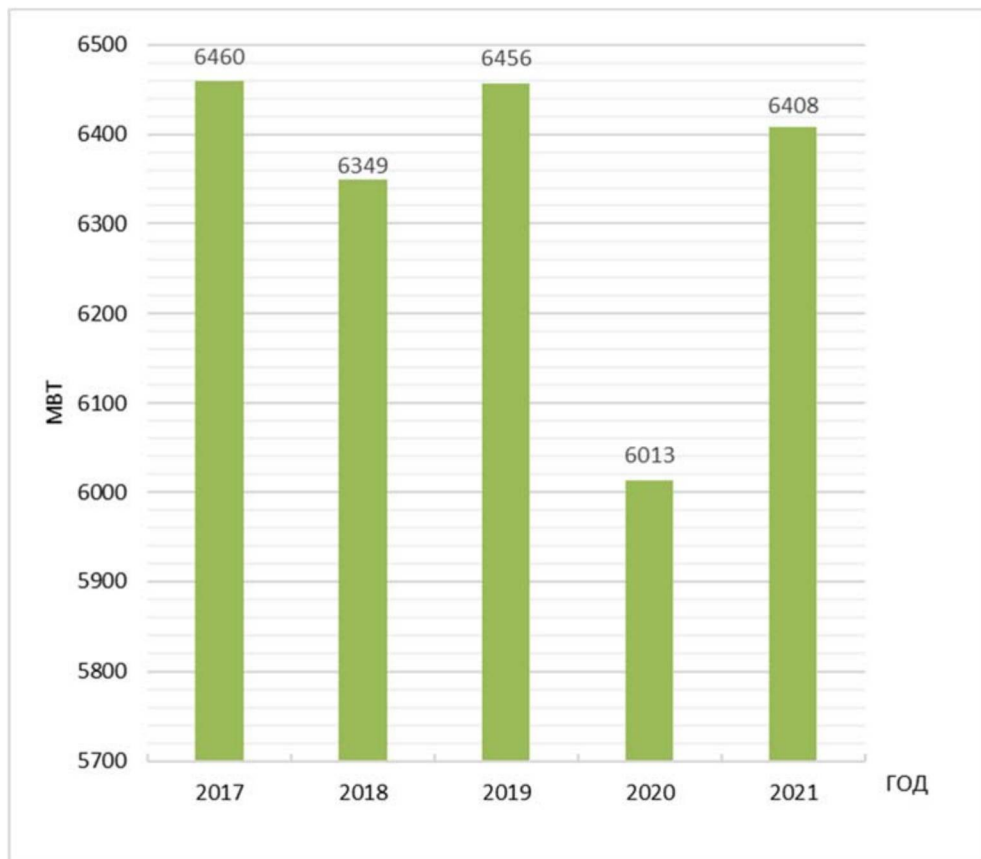


Рисунок 7. Годовой максимум потребления мощности энергосистемы Свердловской области

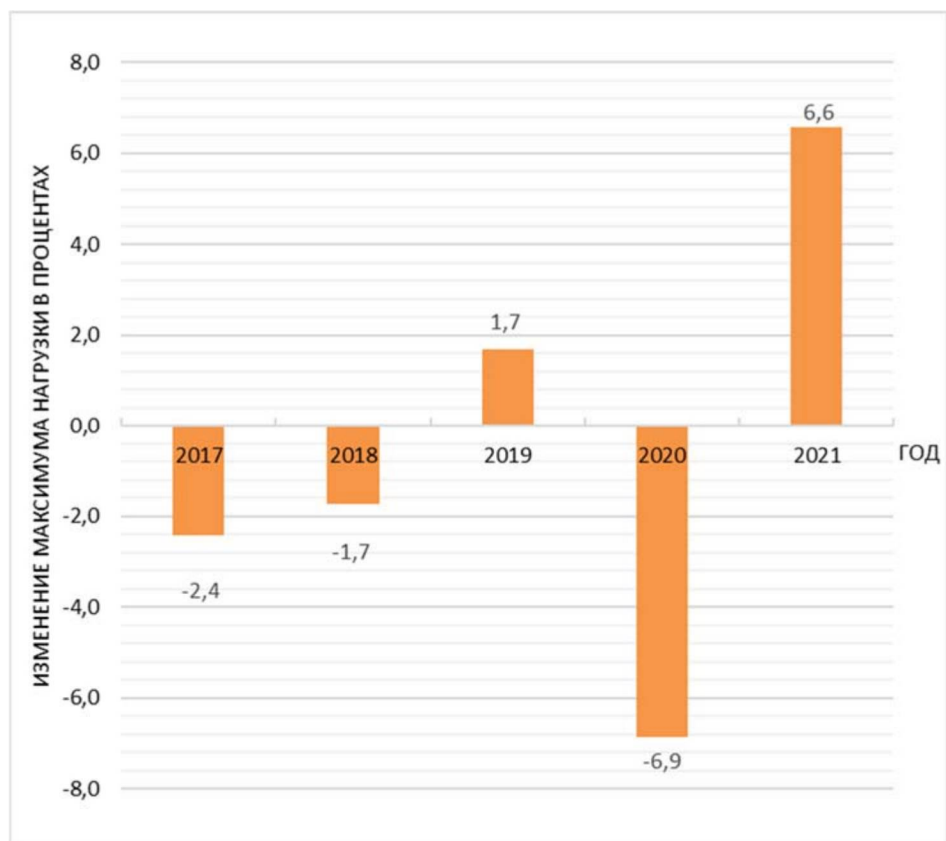


Рисунок 8. График изменения максимумов потребления мощности энергосистемы Свердловской области по отношению к предыдущему году

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 Свердловской области показана на рисунке 9.

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

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

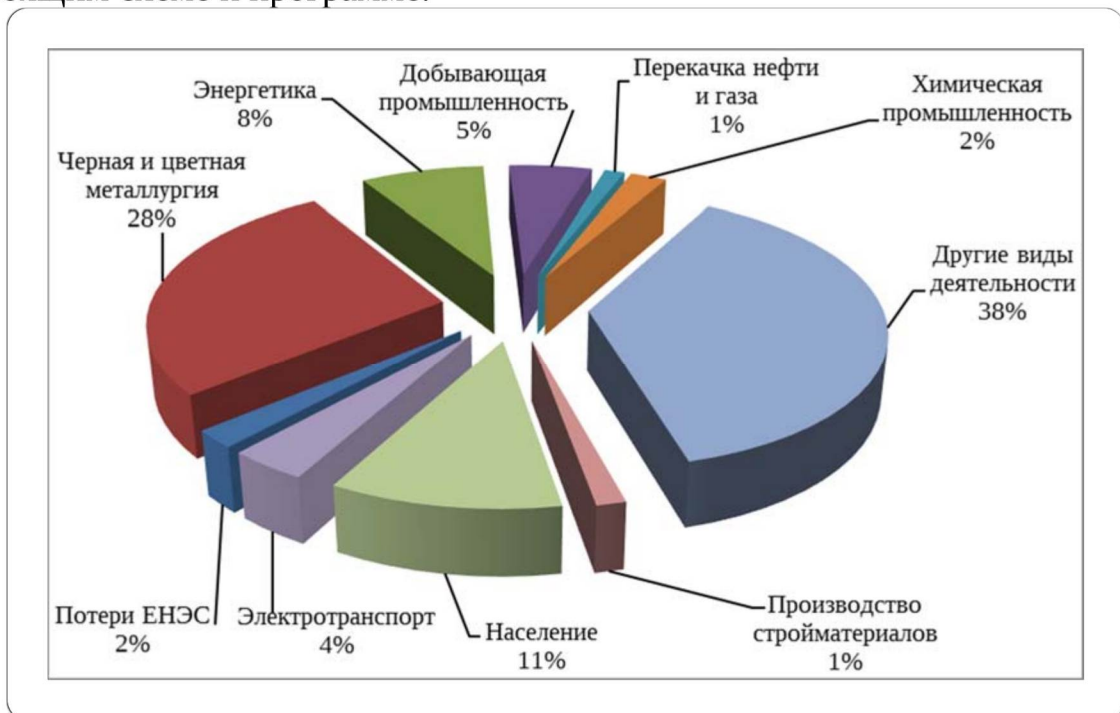


Рисунок 9. Структура потребления электрической энергии Свердловской области

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

Производство электрической энергии в энергосистеме Свердловской области в 2021 году составило 56 671,1 млн. кВт·ч, что выше уровня 2021 года на 254,1 млн. кВт·ч.

Структура выработки электрической энергии в 2017–2021 годах представлена в таблице 6 и на рисунке 10.

Структура выработки электрической энергии в 2017–2021 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.	2017	54 779,9	10 201,9	18,62	44 551,8	81,33	26,2	0,05
2.	2018	54 800,6	8 838,2	16,13	45 942,5	83,83	19,8	0,04
3.	2019	56 240,3	9 778,69	17,38	46 441,8	82,58	19,8	0,04
4.	2020	56 417,0	10 831,05	19,20	45 564,3	80,76	21,6	0,04
5.	2021	56 671,1	7 806,00	13,78	48 851,7	86,20	13,4	0,02

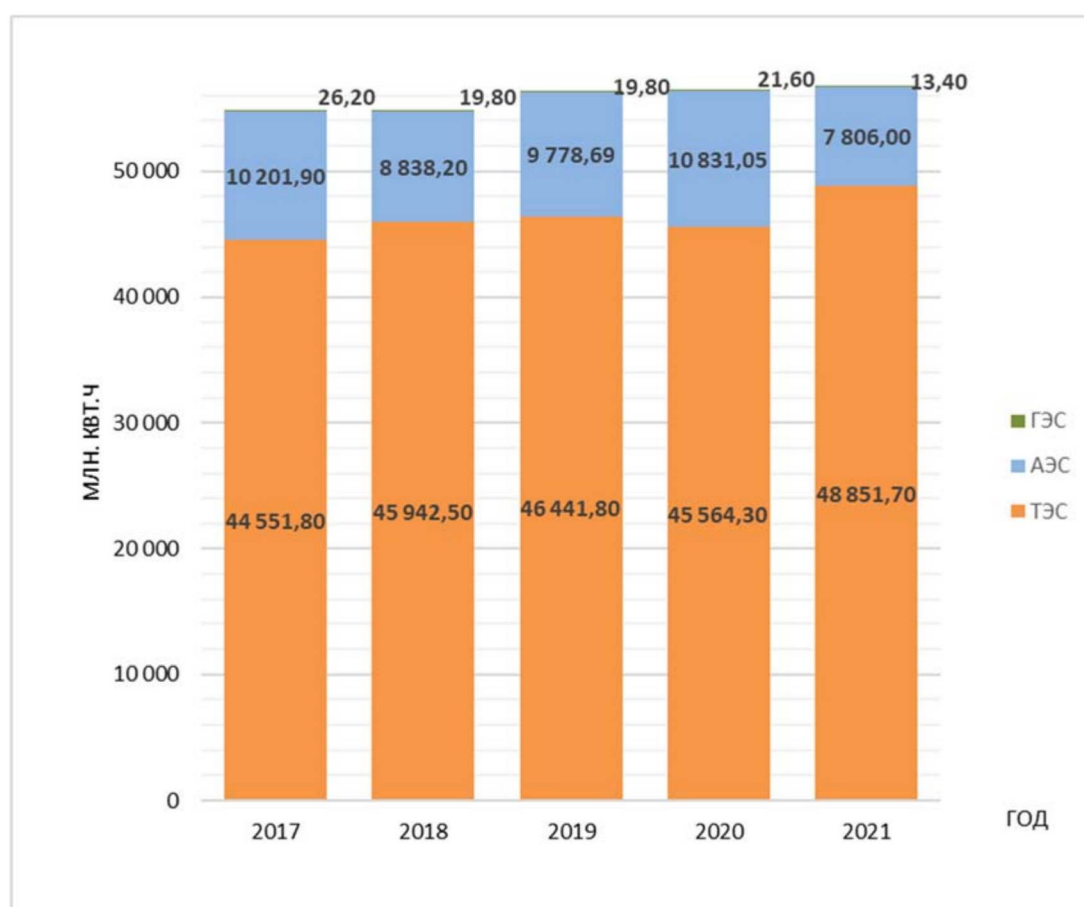


Рисунок 10. Структура выработки электрической энергии в 2017–2022 годах

Глава 10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности в энергосистеме Свердловской области за 2017–2021 годы

В период с 2017 по 2021 год энергосистема Свердловской области была избыточной как по мощности, так и по электрической энергии. Баланс электрической энергии энергосистемы Свердловской области приведен в таблице 7. Баланс мощности энергосистемы Свердловской области приведен в таблице 8.

Баланс электрической энергии энергосистемы Свердловской области

Номер строки	Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1.	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	42 872,1	43 489,6	43 078,8	41 347,0	43 004,5
2.	Производство, млн. кВт·ч	54 779,9	54 800,6	56 240,3	56 417,0	56 671,1
3.	Избыток (-)/дефицит (+), млн. кВт·ч	-11 907,8	-11 311,0	-13 161,5	-15 070,0	-13 666,6

Таблица 8

Баланс мощности энергосистемы Свердловской области

Номер строки	Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1.	Собственный максимум потребления мощности, МВт	6460	6349	6456	6013	6408
2.	Генерация, МВт	7714	7932	7802	7568	8104
3.	Избыток (-)/дефицит (+), МВт	-1254	-1583	-1346	-1555	-1696

Избытки сальдо перетоков электрической энергии и мощности энергосистемы Свердловской области за 2017–2021 годы приведены на рисунках 11 и 12.

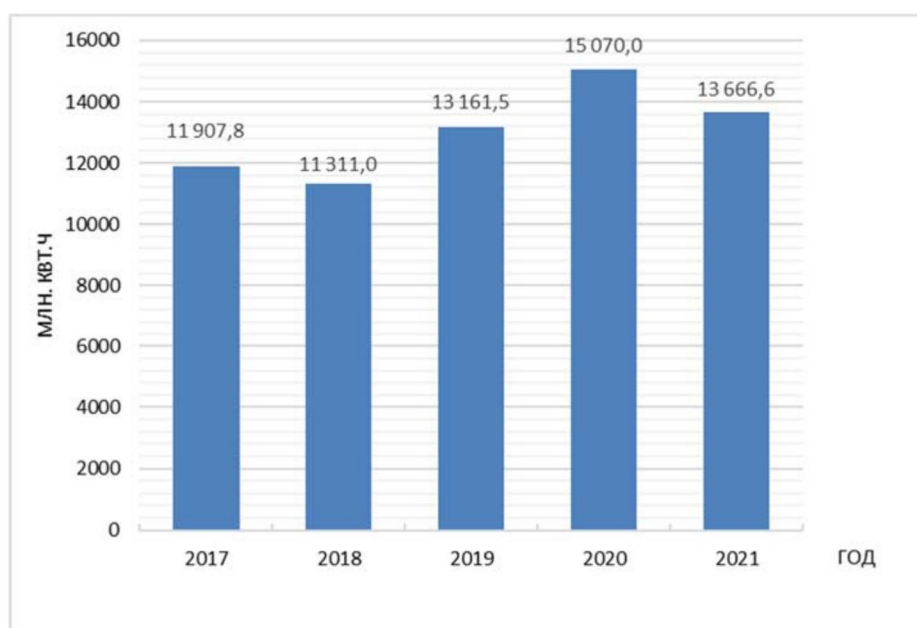


Рисунок 11. Избыток сальдо перетоков электрической энергии энергосистемы Свердловской области за 2017–2021 годы

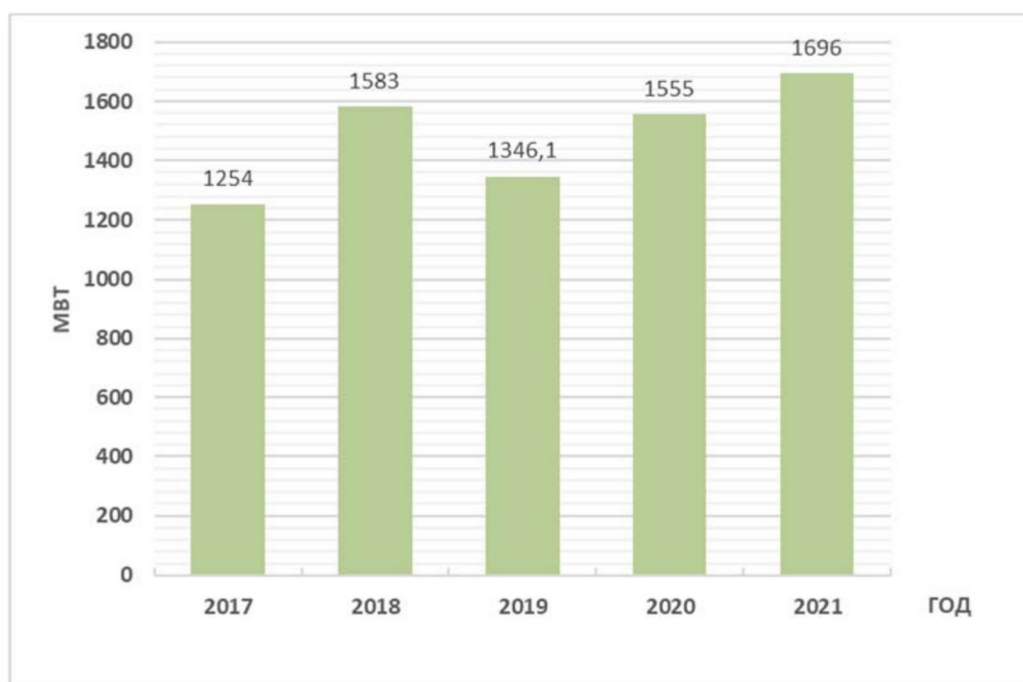


Рисунок 12. Избыток сальдо перетоков мощности энергосистемы Свердловской области за 2017–2021 годы

Глава 11. Мониторинг прироста фактической нагрузки, а также поступающих заявок на осуществление технологического присоединения в городе Екатеринбурге

Данные мониторинга прироста фактической нагрузки, а также поступающих заявок на осуществление технологического присоединения в энергорайонах города Екатеринбурга, в которых фиксируется наибольшее количество таких заявок (Екатеринбургский энергорайон, энергорайон ПС 110 кВ Сибирская, энергорайон транзита 110 кВ Южная – Нижне-Исетская – Сибирская), приведены на рисунках 13–18.

Анализ приведенных на рисунках 13–18 графиков свидетельствует об отсутствии прироста потребления электрической мощности в энергорайонах города Екатеринбурга, в которых фиксируется наибольшее количество поступающих заявок на осуществление технологического присоединения.

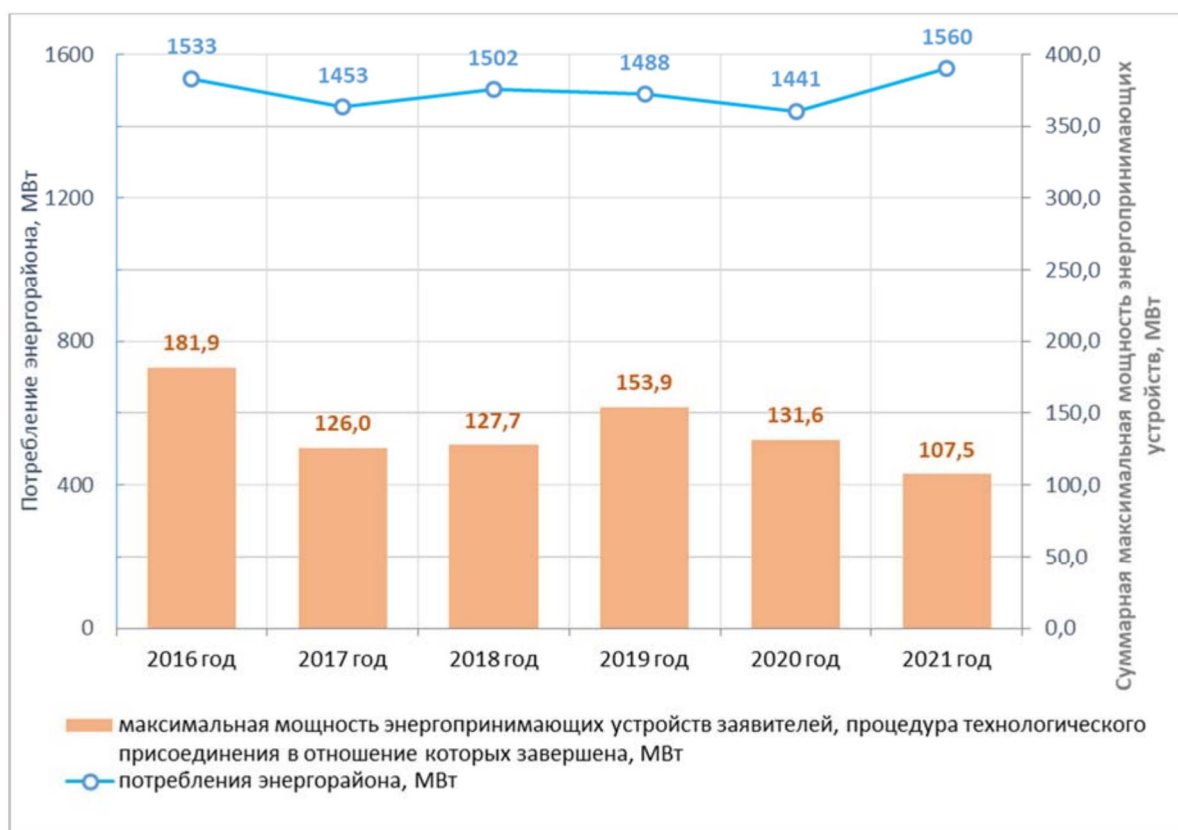


Рисунок 13. Динамика прироста фактической нагрузки в Екатеринбургском энергорайоне



Рисунок 14. Объем поступающих заявок об осуществлении технологического присоединения в Екатеринбургском энергорайоне

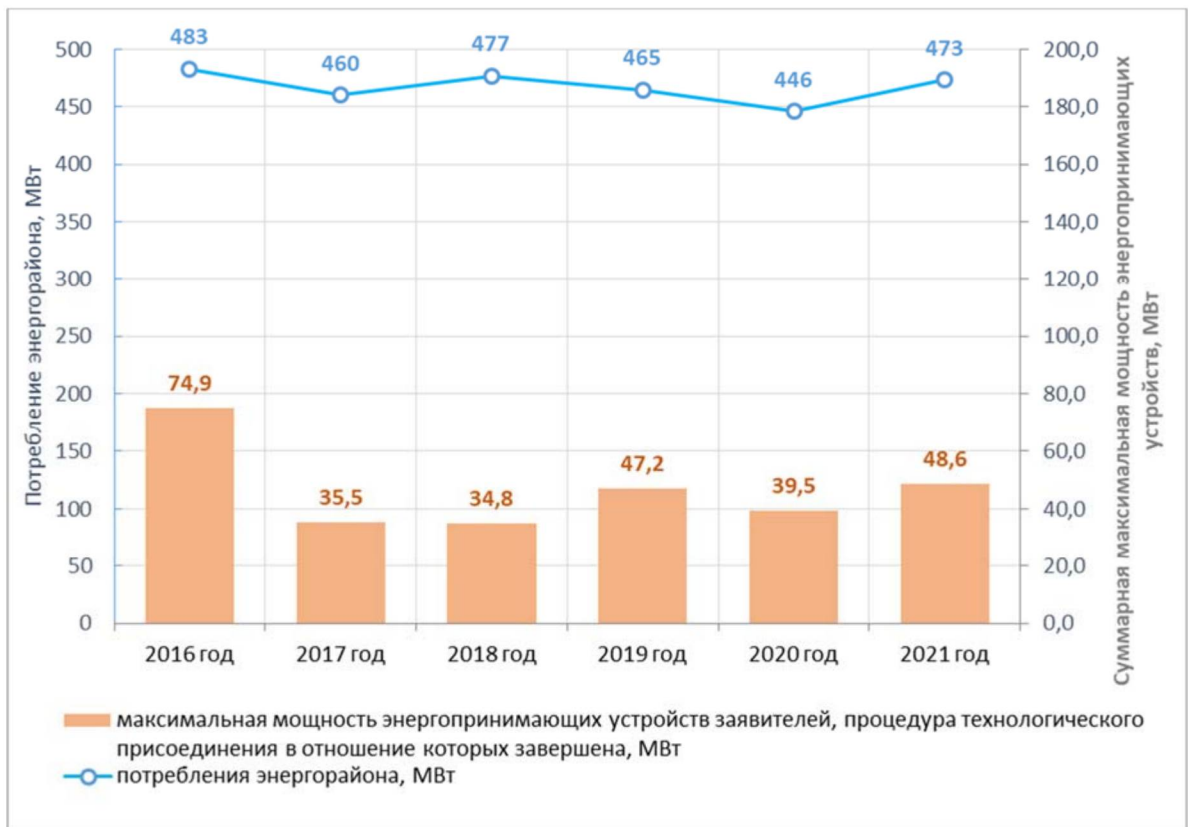


Рисунок 15. Динамика прироста фактической нагрузки в энергорайоне
ПС 110 кВ Сибирская



Рисунок 16. Объем поступающих заявок об осуществлении технологического
присоединения в энергорайоне ПС 110 кВ Сибирская



Рисунок 17. Динамика прироста фактической нагрузки в энергорайоне транзита 110 кВ Южная – Нижне-Исетская – Сибирская



Рисунок 18. Объем поступающих заявок об осуществлении технологического присоединения в энергорайоне транзита 110 кВ Южная – Нижне-Исетская – Сибирская

Глава 12. Структура топливного баланса электростанций и котельных

Достигнутый уровень производства электроэнергии на электростанциях Свердловской области – 56,7 млрд. кВт·ч (в том числе 7,8 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 19.

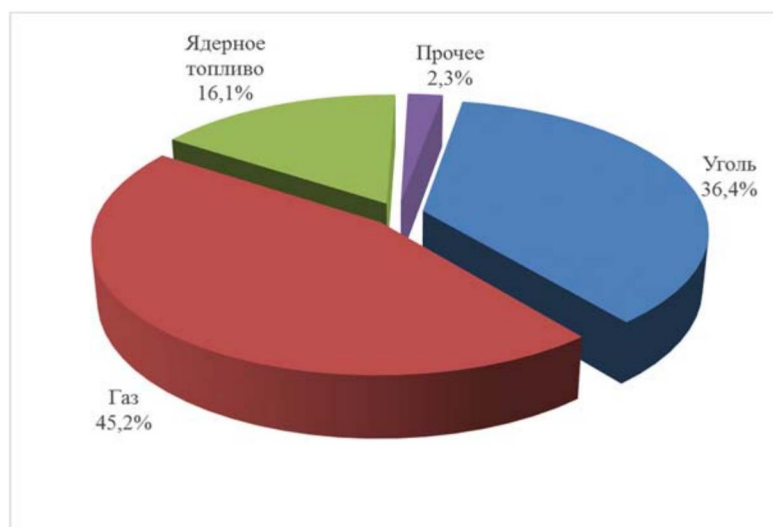


Рисунок 19. Структура топливного баланса электроэнергетического комплекса Свердловской области

Наличие в Свердловской области Рефтинской ГРЭС – крупнейшей электростанции в стране, использующей уголь в качестве основного топлива, обусловило более высокую долю угля в топливном балансе Свердловской области, чем по Российской Федерации в целом. Обеспечивая диверсифицированность топливной базы, Рефтинская ГРЭС тем не менее является 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. 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.

Основными критериями при разработке перспективных вариантов развития схемы теплоснабжения являются надежность и 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 муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области.

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 в осваиваемых районах поселения;

3) строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям

от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения;

4) 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;

5) строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;

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

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

8) строительство и реконструкция насосных станций.

Глава 14. Описание системы теплоснабжения города Екатеринбурга

Система теплоснабжения города Екатеринбурга является крупнейшей в Свердловской области. Численность населения города Екатеринбурга на 1 января 2021 года составляет 1378,9 тыс. человек, площадь территории – 1143 кв. км.

В городе Екатеринбурге преобладает централизованное теплоснабжение от ТЭЦ, крупных муниципальных районных и промышленных котельных, в организации которого участвуют 52 предприятия. Всего на территории города Екатеринбурга работает более 111 теплоисточников.

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

1) Ново-Свердловская ТЭЦ, Свердловская ТЭЦ, ТЭЦ ул. Фронтовых бригад, д. 18, Академическая ТЭЦ (ПАО «Т Плюс»);

2) Среднеуральская ГРЭС (ПАО «Энел Россия»);

3) ТЭЦ ЗАО Межотраслевой концерн «Уралметпром» (ЗАО МК «Уралметпром»);

4) ТЭЦ ЭПК УрФУ;

5) электростанции АО «ГТ Энерго».

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 городе Екатеринбурге центральным отоплением оборудовано около 23 млн. кв. м жилой площади (96% жилого фонда города Екатеринбурга), горячим водоснабжением – около 21,5 млн. кв. м жилой площади (90% жилого фонда города 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 тепловая мощность теплоисточников городе Екатеринбурга составляет 8587,5 Гкал/ч, располагаемая мощность нетто – 7291,15 Гкал/ч, расчетная нагрузка – 5126,63 Гкал/ч.

Характеристика зон теплоснабжения города Екатеринбурга представлена в таблице 9.

Таблица 9

Характеристика зон теплоснабжения города Екатеринбурга

Но- мер стро- ки	Зона теплоснабжения	Теплоисточник	Установ- ленная мощ- ность (Гкал/ч)	Распола- гаемая мощность нетто (Гкал/ч)	Расчетная нагрузка на коллекторах (Гкал/ч)	Дефицит или резерв тепловой мощности (Гкал/ч)
1	2	3	4	5	6	7
1.	ОСЦТ	Среднеуральская ГРЭС (ПАО «Энел Россия»)	1327	1287	752,65	1132,69
2.		ОСЦТ			518,11	
3.		г. Среднеуральск			71,92	
4.		пар			0	
5.		потери			162,62	
6.		ТЭЦ ЗАО Межотраслевой концерн «Уралметпром»	509	449	402,26	
7.		ОСЦТ			188,76	
8.		локальная зона теплоснабжения			120,95	
9.		пар			28,4	
10.		потери			64,15	
11.		Свердловская ТЭЦ	1336	1306	981,75	
12.		ОСЦТ			738,21	
13.		коллектор			20,73	
14.		пар			5,3	
15.		потери			217,5	
16.		Ново-Свердловская ТЭЦ и Кировская котельная	1157	910,69	888,31	
17.		ОСЦТ			656,88	
18.		локальная зона теплоснабжения			25,73	
19.		потери			205,7	
20.		ТЭЦ Фронтовых бригад, д. 18	321	311,2	145,74	
21.		ОСЦТ			77,57	
22.		локальная зона теплоснабжения			42,6	
23.		пар			0,15	
24.		потери			25,42	
25.		Гурзуфская котельная	400	321,13	332	

1	2	3	4	5	6	7
26.		тепловой узел ТЭЦ Академическая/котельная пер. Складской, д. 4	575	524,3	473,9	
27.		ОСЦТ			127	
28.		локальная зона теплоснабжения			275,7	
29.		потери			71,2	
30.	Всего по ОСЦТ		5625	5109,3	3976,61	1369
31.	ПАО «Т Плюс»	ТЭЦ-19 ул. Окраинная, д. 48	198	189,2	141,56	47,64
32.	ЭПК УрФУ	ТЭЦ ЭПК УрФУ	160	145,85	79,85	66
33.	АО «ГТ Энерго»	электростанции АО «ГТ Энерго»	80	78,32	18	60,32
34.	ПАО «Т Плюс»	котельные ПАО «Т Плюс»	552	434	284	151
35.	МУП «Екатерин- бургэнерго»	котельные МУП «Екатеринбургэнерго»	179	154	68	86
36.	ООО «Эвер»	котельные ООО «Эвер»	26	26	10	16
37.	ООО «Ветта Инвест»	котельные ООО «Ветта Инвест»	49	48	23	25
38.	Дирекция по тепловодо- снабжению ОАО «РЖД»	котельные дирекции по тепловодоснабжению ОАО «РЖД»	6	6	4	3
39.	ООО «УК Новая территория»	котельные ООО «УК Новая территория»	12	9	6	4
40.	Министерство обороны Российской Федерации	котельные ФГБУ «Центральное жилищно- коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации и прочие котельные ведомственных объектов Министерства обороны Российской Федерации	7	6	3	3
41.	Министерство здравоохра- нения Свердловской области	котельные ведомственных объектов Министерства здравоохранения Свердловской области	15	12	5	7
42.	ООО «Газпром газоторное масло»	котельные ООО «Газпром газоторное масло»	6	5	5	0
43.	ООО «Солнечное тепло»	котельные ООО «Солнечное тепло»	31	30	20	10
44.	Прочие ведомства	котельные прочих ведомств	1801	1367	662	705
45.	Всего		8549,0	7430,5	5164,5	2269

Параграф 1. Объем, структура и динамика рынка тепловой энергии города Екатеринбурга

Структура отпуска тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения приведена в таблице 10.

Таблица 10

Структура отпуска тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения

Номер строки	Наименование показателя	Единица измерения	2018 год	2019 год	2020 год
1.	Производство тепловой энергии источниками ПАО «Т Плюс», в том числе:	тыс. Гкал	8002	7615	7586
2.	Ново-Свердловская ТЭЦ	тыс. Гкал	3270	3094	2906
3.	Свердловская ТЭЦ	тыс. Гкал	2713	2465	2506
4.	Гурзуфская, Кировская котельные	тыс. Гкал	968	974	930
5.	ТЭЦ ул. Фронтовых бригад, д. 18	тыс. Гкал	533	487	499
6.	Котельная пр. Складской, д. 4	тыс. Гкал	0	0	0
7.	Академическая ТЭЦ	тыс. Гкал	403	325	237
8.	Отпуск тепловой энергии от источников ПАО «Т Плюс» в тепловую сеть	тыс. Гкал	7582	7053	6804
9.	Покупка тепловой энергии от сторонних источников, в том числе:	тыс. Гкал	3185	3089	2499
10.	Среднеуральская ГРЭС	тыс. Гкал	2472	2442	1880
11.	ЗАО Межотраслевой концерн «Уралметпром»	тыс. Гкал	712	647	619
12.	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть, всего	тыс. Гкал	10 767	10 142	9302
13.	Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	3056	2713	2182
14.	Полезный отпуск потребителям из тепловых сетей	тыс. Гкал	7660	7428	7045

Параграф 2. Характеристика действующих магистральных и распределительных тепловых сетей

Протяженность тепловых сетей в границах муниципального образования «город Екатеринбург» на 1 января 2022 года составляла 3443,1 км в однострубно́м исчислении (суммарная протяженность тепловых сетей собственных, арендуемых, принятых по концессионному соглашению, обслуживаемых по договору эксплуатации, бесхозяйных, включая протяженность тепловых сетей города Березовского, переданных АО «ЕТК» по концессионному соглашению, составляет 3519,9 км), в том числе:

1) протяженность собственных и арендуемых тепловых сетей АО «ЕТК» в границах муниципального образования «город Екатеринбург» – 2852 км (суммарная протяженность всех тепловых сетей АО «ЕТК», включая город Березовский, – 2928,81 км);

2) протяженность тепловых сетей ПАО «Т Плюс» – 76,04 км;

- 3) протяженность тепловых сетей МУП «Екатеринбургэнерго» – 64,992 км;
- 4) суммарная протяженность тепловых сетей прочих ведомств – 387,247 км;
- 5) суммарная протяженность бесхозных тепловых сетей – 62,82 км.

В тепловых сетях ОСЦТ города Екатеринбурга функционируют 12 насосно-перекачивающих станций.

Параграф 3. Прогноз тепловой нагрузки города Екатеринбурга

Прирост тепловых нагрузок к 2030 году в границах города Екатеринбурга в зоне действия источников тепловой энергии с учетом требований к энергетической эффективности зданий, строений и сооружений по прогнозам составит 722,0 Гкал/ч, из них:

419,0 Гкал/ч – в период 2021–2025 годов;

303,0 Гкал/ч – в период 2026–2030 годов.

С учетом городов-спутников прирост составит 844 Гкал/ч, из них:

480,0 Гкал/ч – в период 2021–2025 годов;

364,0 Гкал/ч – в период 2026–2030 годов.

Наибольший прирост теплопотребления ожидается в следующих районах (микрорайонах): Орджоникидзевский, ВИЗ-Правобережный, Уралмаш, Эльмаш, юг Центра, в том числе в мкр-н «Академический» и район УрФУ.

В целях обеспечения ожидаемого роста теплопотребления 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».

Параграф 4. Определение величины перспективной тепловой нагрузки в разрезе крупных потребителей

Город Екатеринбург характеризуется высокой долей коммунального потребления. Перспективное развитие в городе 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 Екатеринбурга 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 теплоснабжения 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. Правительством Свердловской области и Администрацией города Екатеринбурга разработаны и реализуются программы энергосбережения;

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

3) вводимые новые здания имеют гораздо меньшее теплоснабжение.

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

Параграф 5. Текущий и перспективный баланс тепловой энергии, включая оценку ограничений по выдаче тепловой мощности

По состоянию на 1 февраля 2022 года:

установленная мощность энергоисточников города Екатеринбурга составила 8587,5 Гкал/ч;

располагаемая мощность энергоисточников города Екатеринбурга составила 7529,17 Гкал/ч;

величина расчетной тепловой нагрузки на коллекторах по городу Екатеринбургу составила 5126,63 Гкал/ч.

В целом дефицит существующей тепловой мощности не выявлен.

Параграф 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург»

В зонах нового строительства, не обеспеченных теплоснабжением, в соответствии с прогнозом перспективной застройки и прогнозом прироста тепловой нагрузки строительство объектов теплоснабжения предполагается к 2030 году.

Для покрытия перспективного спроса на тепловую нагрузку в период до 2030 года планируется строительство пяти котельных:

1) котельная ЖР Компрессорного;

2) котельная мкр-на Новокольцовского (котельная мкр-на Новокольцовского планируется для обеспечения объектов XXII Всемирной летней универсиады 2023 года, а также перспективной застройки микрорайона; строительство котельной планируется за счет средств ПАО «Т Плюс»);

3) котельная ПР Шарташского;

- 4) котельная поселка Сысерть;
- 5) котельная Краснофлотцев, д. 48б.

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

Глава 15. Особенности функционирования энергосистемы Свердловской области

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 и Челябинской областей).

Глава 16. Характеристика функционирования энергосистемы Свердловской области и анализ режимов работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше

По состоянию на 1 марта 2022 года в энергосистеме Свердловской области отсутствовали энергорайоны, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений.

С учетом того что рост нагрузки по энергосистеме Свердловской области до 2027 года составляет около 1% в год, результаты расчетов электроэнергетических режимов на перспективный период аналогичны результатам расчетов, приведенным на этап 2022 года, соответственно энергорайоны, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений, будут отсутствовать и в перспективном периоде.

Глава 17. Проблемы электросетевого комплекса Свердловской области

ЭСК Свердловской области характеризуется следующими проблемами:

- 1) значительное количество электросетевых объектов, имеющих высокий физический износ;

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

3) значительное количество морально устаревшего маслonaполненного коммутационного оборудования, находящегося в эксплуатации и снижающего надежность энергосистемы;

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

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

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

7) распределительные сети низшего напряжения находятся в собственности 49 организаций, среди которых многие не несут ответственности за надежное электроснабжение потребителей, снижая общую надежность и управляемость таких сетей;

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

Глава 18. 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 (АО «Кузбассэнерго») 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:

реконструкцию золоулавливающих устройств;

реконструкцию систем газоочистки;

реконструкцию 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 Свердловской области, 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 и лесных ресурсах).

Глава 19. Проблемы в системе теплоснабжения Свердловской области

1. Износ основных фондов.

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

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

Наиболее распространенными типами повреждения на тепловых сетях АО «ЕТК», используемых для транспорта теплоносителя, являются наружная коррозия и свищи. Количество повреждений в магистральных тепловых сетях АО «ЕТК» показано на рисунке 20.

Средний износ тепловых сетей по городу Екатеринбургу составляет 46%. Аварийность на муниципальных тепловых сетях объясняется большим объемом принимаемых в муниципальную собственность бесхозных тепловых сетей с износом более 90%. За период 2017–2021 годов принято на муниципальный баланс 146,2 км бесхозных тепловых сетей.

Объемы перекадок сдерживаются регулированием тарифов и недостаточным финансированием со стороны бюджетов.



Рисунок 20. Количество повреждений в магистральных тепловых сетях АО «ЕТК»

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°C 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 Свердловской области приведены в таблице 11.

Таблица 11

Основные проблемы в системе теплоснабжения Свердловской области

Номер строки	Проблема	Описание проявлений	Причина
1	2	3	4
1.	Надежность	недостаточно высокие темпы снижения повреждаемости на тепловых сетях	окончание нормативного срока эксплуатации более 40% теплотрасс; законодательные ограничения на время проведения гидравлических испытаний тепловых сетей с последующим мониторингом всех

1	2	3	4
			участков для выявления «слабых» мест, требующих повышенного внимания или ремонта. Малое количество организаций, способных проводить обследования сетей качественно в таких больших объемах
2.	Качество	ухудшение качества ГВС (температура, органолептические параметры) в межотопительный период, периоды запуска отопления и начала циркуляции внутридомовых систем	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 УК (97,8%), товариществам собственников жилья и прочим жилищным организациям (95,1%) ниже среднего уровня по г. Екатеринбург, при этом доля потребления жилищными организациями составляет 67% от объема рынка тепловой энергии в г. Екатеринбурге	низкая платежная дисциплина УК, товариществ собственников жилья и прочих жилищных организаций

Глава 20. 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 и Ямало-Ненецком автономных округах, 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 (Рефтинской ГРЭС) обусловило долю угля в топливном балансе Свердловской области гораздо более высокую, чем по Российской Федерации в целом. С учетом того, 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 важны 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 21. 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.

Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий энергетики и их доля в суммарном выбросе загрязняющих веществ в атмосферу по Свердловской области показана в таблице 12.

Динамика сбросов загрязненных сточных вод от предприятий энергетики и их доля в суммарном сбросе по Свердловской области показаны в таблице 13.

Динамика обращения с отходами на предприятиях энергетики по Свердловской области и доля предприятий энергетики в общем объеме размещения отходов показаны в таблице 14.

**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	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1.	Рефтинская ГРЭС (АО «Кузбассэнерго»)	281,4	255,1	284,6	251,2	256,9	228,7	222,4
2.	Верхнетагильская ГРЭС (АО «Интер РАО – Электрогенерация»)	28,3	2,2	2,3	1,7	1,6	2,3	1,7
3.	Среднеуральская ГРЭС (ПАО «Энел Россия»)	6,9	6,2	5,1	4,7	4,5	4,1	5,3
4.	Серовская ГРЭС (ПАО «ОГК-2»)	27,2	11,1	6,6	0,51	0,8	1,0	0,6
5.	Богословская ТЭЦ (филиал «РУСАЛ Краснотурьинск»)	–	–	–	–	–	нет данных	нет данных
6.	Нижнетуринская ГРЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	3,0	3,4	3,2	3,5	1,5	1,2	0,8
7.	Филиал «РУСАЛ Каменск- Уральский»	2,4	нет данных	нет данных	–	–	3,0	2,9
8.	Ново-Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	5,5	5,3	4,9	5,4	4,9	4,3	4,9
9.	Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,9	0,8	0,9	1,0	0,9	0,9	0,96
10.	Первоуральская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,7	0,7	0,6	0,68	0,66	0,60	0,59
11.	Верхотурская ГЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
12.	Белоярская АЭС (филиал АО «Концерн Росэнергоатом»)	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,6
13.	Всего	357,0	285,3	308,7	269,2	272,3	246,4	240,8
14.	Всего по Свердловской области	983,9	906,4	927,8	863,0	нет данных	нет данных	784,3
15.	Доля данных предприятий в суммарном выбросе по Свердловской области (процентов)	36,3	31,5	33,3	31,2	нет данных	нет данных	30,7

**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)					
		2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Рефтинская ГРЭС (АО «Кузбасс- энерго»)	14,790	12,450	8,475	6,70	5,06	4,57	7,000	5,300	3,430	3,05	2,14	2,35
2.	Верхне- тагильская ГРЭС (АО «Интер РАО – Электро- генерация»)	4,880	4,470	3,834	2,02	2,26	2,26	3,850	3,400	2,280	1,44	1,50	2,20
3.	Среднеуральс- кая ГРЭС (ПАО «Энел Россия»)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	2,860	2,470	2,670	2,16	1,85	1,97
4.	Серовская ГРЭС (ПАО «ОГК-2»)	0,053	0,052	0,000	0,000	0,05	0,06	0,087	0,085	0,075	0,06	0,06	0,03
5.	Богословская ТЭЦ (филиал «РУСАЛ Красно- турьинск»)	0,176	0,320	0,350	нет данных	нет данных	нет данных	0,214	0,150	0,178	нет данных	нет данных	нет данных
6.	Нижнетуринская ГРЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	2,152	1,890	1,005	1,32	1,22	1,21	0,854	0,940	0,289	0,24	0,23	0,22
7.	Филиал «РУСАЛ Каменск- Уральский»	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
8.	Ново- Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	1,181	1,340	1,340	1,18	0,77	0,93	0,264	0,170	0,190	0,28	0,21	0,20
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.	Белоярская АЭС (филиал АО «Концерн Росэнергоатом»)	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,064	0,074	0,088	0,09	0,09	0,09
11.	Итого	23,232	20,522	14,671	11,22	9,36	9,03	15,193	12,589	9,200	7,32	6,08	7,06
12.	Всего по Свердловской области	616,6	586,05	559,42	566,51	556,42	523,68	433,00	407,00	386,00	399,00	412,00	387,00
13.	Доля (процентов)	3,8	3,5	2,6	2,0	1,7	1,7	3,5	3,1	2,4	1,8	1,5	1,8

Таблица 14

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

[illegible]

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
11.	Ново-Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,34	0,47	0,59	0,57	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,19	0,20	0,21	0,19
12.	Верхнетагильская ГРЭС (АО «Интер РАО – Электрогенерация»)	1,33	1,37	3,69	20,48	10,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,41	0,35	0,35	0,66	0,81
13.	Верхотурская ГЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,01	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	4587,01	4650,79	4372,09	4057,65	4684,36	241,79	0,03	0,00	0,00	0,00	4330,71	4636,21	4354,98	4030,17	4666,81
15.	Всего по Свердловской области	166 007,2	154 183,5	137 715,4	147 268,1	173 750,0	67 876,7	60 880,6	50 914,46	61 623,82	75 242,22	98 536,3	92 614,2	84 169,58	89 150,53	102 193,2
16.	В процентах от общего объема отходов	2,76	3,02	3,17	2,76	2,70	0,36	<0,0001	0,00	0,00	0,00	4,39	5,01	5,17	4,52	4,57

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 программы природоохранных мероприятий.

На 1 февраля 2022 года с Правительством Свердловской области были заключены соглашения о взаимодействии в сфере охраны окружающей среды ПАО «ОГК-2» в части деятельности Серовской ГРЭС (от 30.10.2013) и АО «Интер РАО – Электрогенерация» в части деятельности филиала «Верхнетагильская ГРЭС» (от 13.07.2015).

Глава 22. Состояние и перспективы развития малой генерации в Свердловской области

Параграф 7. Текущее состояние малой генерации в Свердловской области

Под малой генерацией в настоящих схеме и программе подразумеваются электростанции установленной мощностью менее 25 МВт, которые производят электрическую и тепловую энергию в непосредственной близости от ее конечного потребления. 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 2022 года доля малой генерации от суммарной установленной мощности электростанций энергосистемы Свердловской области оценивается примерно в 2,83%.

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 редукционные установки. Электростанции, относящиеся к малой генерации, на основе возобновляемых источников энергии представлены незначительно, что обусловлено климатическими особенностями Свердловской области.

Большинство электростанций, относящихся к малой генерации, работают 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.

Параграф 8. 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 учет 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.

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», АО «Регионгаз-инвест», АО «Газпром газораспределение Екатеринбург», ООО «АльфаСтрой». В соответствии с данными о зонах обслуживания производственных участков указанных газораспределительных организаций газовая инфраструктура не развита в Сосьвинском городском округе, Гаринском городском округе и Таборинском муниципальном районе Свердловской области, 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 малой генерации в зоне децентрализованного энергоснабжения целесообразно осуществлять за счет повышения эффективности использования местных энергоресурсов. Строительство муниципальных объектов малой генерации, в том числе на основе возобновляемых источников энергии и альтернативных видов топлива, является одним из направлений снижения энергодефицита и диверсификации источников энергии, которое позволяет

обеспечить тепловой и электрической энергией отдаленные и труднодоступные районы.

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

В Гаринском городском округе, Тавдинском городском округе и Таборинском муниципальном районе Свердловской области 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 – 1780 млн. тонн, Гаринское – 1250 млн. тонн, Серовское – 840 млн. тонн, Туринское – 470 млн. тонн, Тавдинское – 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.

Карта районирования Свердловской области по условиям развития топливной инфраструктуры и перспективного теплоснабжения представлена на рисунке 21.

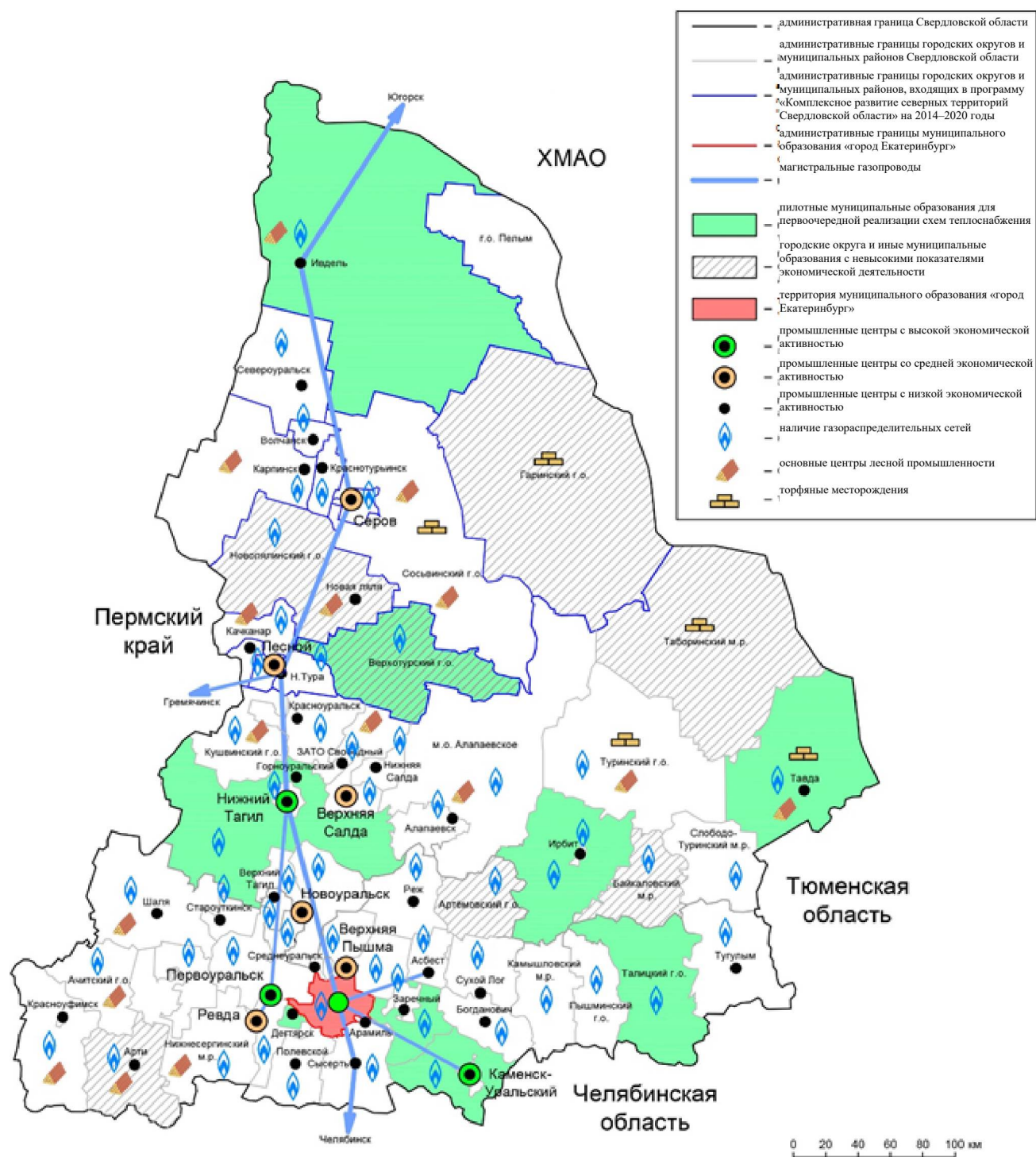


Рисунок 21. Карта районирования Свердловской области по условиям развития топливной инфраструктуры и перспективного теплоснабжения

Раздел 5. Основные направления развития электроэнергетики Свердловской области

Глава 23. Основные цели и задачи развития электроэнергетики Свердловской области

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) включение научно-производственного потенциала Свердловской области в технологическое развитие электроэнергетики;
- 5) минимизация затрат на энергоснабжение потребителей Свердловской области;
- 6) 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) уточнение целесообразности использования местных топливно-энергетических ресурсов Свердловской области через комплекс показателей социально-экономической, экологической, энергетической эффективности и энергобезопасности.

Глава 24. 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 об утвержденных технических условиях и 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 характере нагрузки (виде 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 зимний период 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 за десять предшествующих зимних периодов. Это позволяет сформировать статистически корректные прогнозные значения максимумов потребления мощности энергосистемы.

В соответствии с выполненным прогнозом потребления электрической энергии на период до 2027 года потребление электрической энергии на этап 2027 года составит 44,5 млрд. кВт·ч, что выше фактического уровня, зафиксированного в 2021 году, на 1,5 млрд. кВт·ч, или на 3,5%.

Прогноз спроса на электрическую энергию энергосистемы Свердловской области на период с 2022 по 2027 год приведен в таблице 15. Прогноз потребления электрической энергии в Свердловской области показан на рисунке 22.

Таблица 15

Прогноз спроса на электрическую энергию энергосистемы Свердловской области на период с 2022 по 2027 год

Номер строки	Период	Факт	Прогноз					
		2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	43 004,5	43 800,0	43 900,0	44 100,0	44 200,0	44 300,0	44 300,0
2.	Абсолютный прирост потребления электрической энергии (по отношению	1657,5	790,5	100,0	200,0	100,0	100,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	к предшествующему году), млн. кВт·ч							
3.	Динамика изменения потребления электрической энергии (по отношению к предшествующему году), процентов	4,0	1,8	0,2	0,5	0,2	0,2	0,0

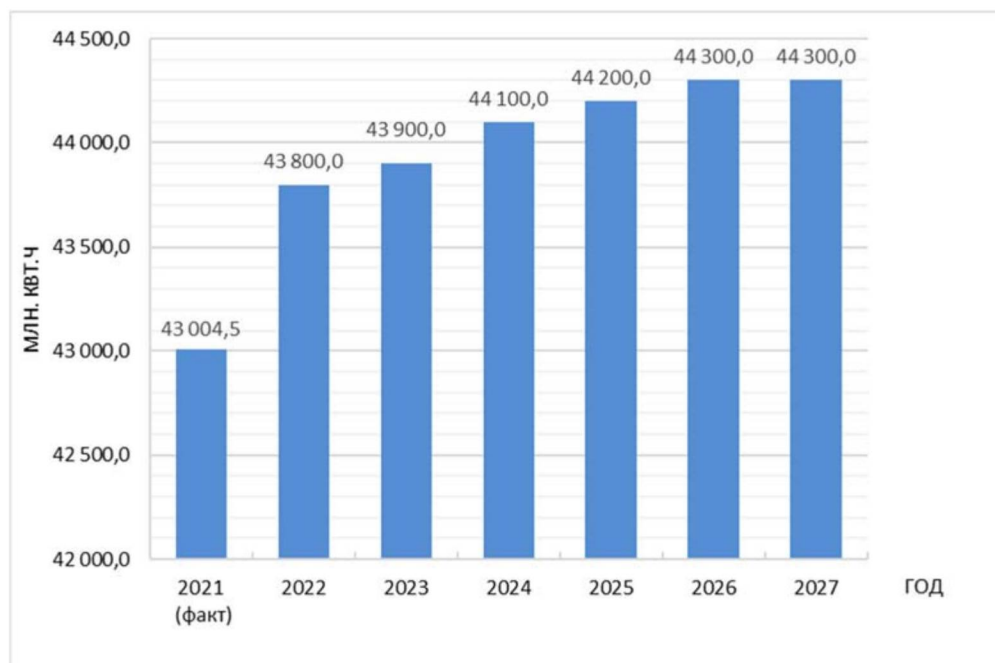


Рисунок 22. Прогноз потребления электрической энергии в Свердловской области

В соответствии с выполненным прогнозом максимумов потребления мощности на период до 2027 года максимальное потребление мощности энергосистемы Свердловской области составит 6693 МВт на этап 2027 года, что выше уровня фактического максимального потребления мощности, зафиксированного в 2021 году, на 285 МВт, или на 4,4%.

Прогнозные уровни максимумов потребления мощности энергосистемы Свердловской области на период с 2022 по 2027 год приведены в таблице 16. Прогноз максимумов потребления мощности показан на рисунке 23.

**Прогнозные уровни максимума потребления мощности энергосистемы
Свердловской области на период с 2022 по 2027 год**

Номер строки	Период	Факт	Прогноз					
		2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
1.	Максимум потребления мощности, МВт	6408	6594	6628	6647	6670	6684	6693
2.	Абсолютный прирост максимума потребления мощности (по отношению к предшествующему году), МВт	395	186	34	19	23	14	9
3.	Динамика изменения (по отношению к предшествующему году), процентов	6,6	2,9	0,5	0,3	0,3	0,2	0,1

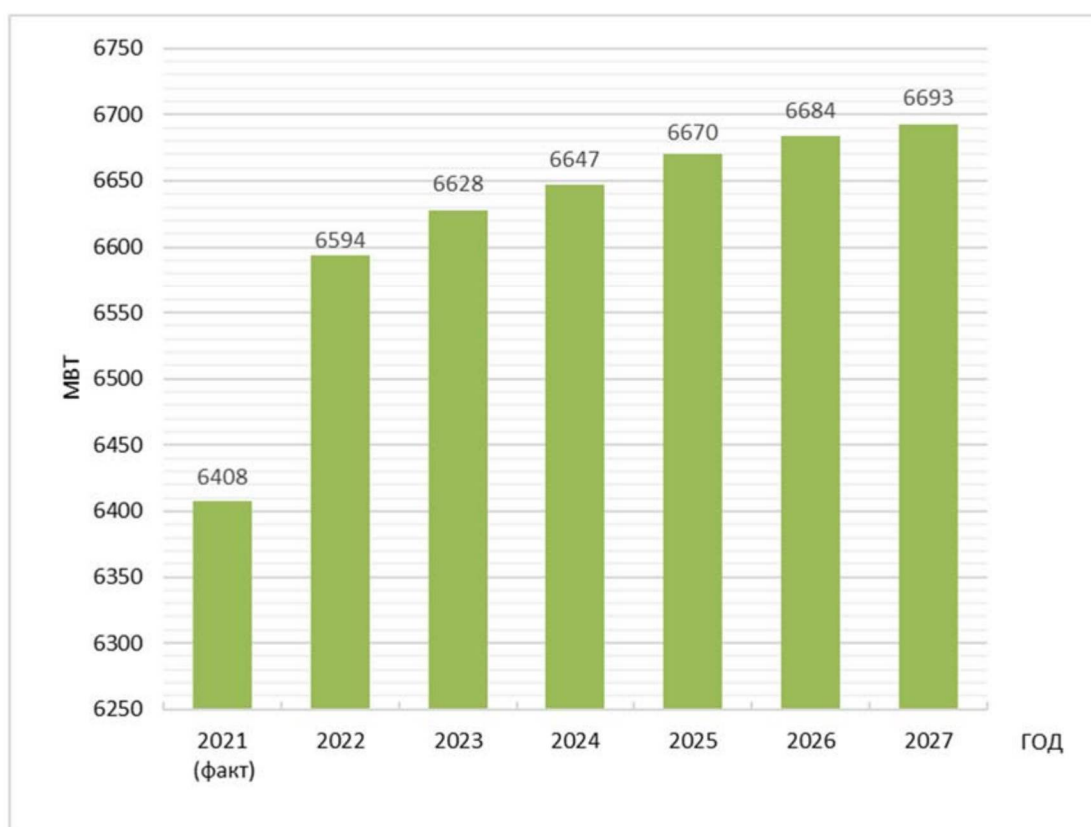


Рисунок 23. Прогноз максимумов потребления мощности

Глава 25. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Свердловской области

Параграф 9. Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей в период с 2022 по 2027 год учитываются на основании проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2022–2028 годы.

Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Свердловской области в период с 2022 по 2027 год не планируется.

Параграф 10. Планируемые объемы ввода и модернизация генерирующего оборудования

Объем ввода в эксплуатацию генерирующих мощностей в период с 2022 по 2027 год определен на основании проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2022–2028 годы.

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 07.02.2020 № 232-р 1 января 2025 года планируется окончание модернизации и начало поставки мощности на оптовый рынок ТГ-7 Среднеуральской ГРЭС, а 1 декабря 2025 года планируется окончание модернизации и начало поставки мощности на оптовый рынок ТГ-6 Среднеуральской ГРЭС с суммарным увеличением установленной мощности на 40 МВт.

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 06.02.2021 № 265-р 1 января 2026 года планируется окончание модернизации и начало поставки мощности на оптовый рынок Блока 1 Рефтинской ГРЭС с увеличением установленной мощности на 15 МВт.

В соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 01.07.2021 № 1793-р 1 января 2027 года планируется окончание модернизации и начало поставки мощности на оптовый рынок Блока 4 Рефтинской ГРЭС с увеличением установленной мощности на 15 МВт.

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования в энергосистеме Свердловской области приведены в приложении № 7 к настоящим схеме и программе.

В период с 2022 по 2027 год в энергосистеме Свердловской области планируется ввод следующего нового генерирующего оборудования:

1) в 2022 году – ТЭС АО «Уральская фольга» максимальной мощностью 14 МВт;

2) в 2022 году – ТЭЦ ООО «Синергия» максимальной мощностью 19,9 МВт.

Объемы и структура ввода новых генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования в энергосистеме Свердловской области приведены в приложении № 8 к настоящим схеме и программе.

До 2027 года с учетом ввода нового и модернизации существующего генерирующего оборудования установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области увеличится на 103,9 МВт и составит

10 683,401 МВт. Изменение установленной мощности энергосистемы Свердловской области с учетом объемов ввода и вывода генерирующего оборудования по основным объемам показано в таблице 17.

Также в рамках реализации технологического присоединения объектов по производству электрической энергии в 2022–2027 годах на территории Свердловской области планируется ввести в работу:

1) в 2022 году – КГОК ГПЭС Главная максимальной мощностью 17,2 МВт и КГОК ГПЭС Западная максимальной мощностью 4,3 МВт;

2) в 2022 году – перевод ТГ-6 Синарской ТЭЦ максимальной мощностью 12 МВт на параллельную работу с ЕЭС России;

3) в 2024 году – ввод ГУБТ-12 максимальной мощностью 8 МВт и ГУБТ-16 максимальной мощностью 11,6 МВт на ТЭЦ НТМК;

4) в 2024 году – ТЭС Энергоцентр АО «Уралэлектромедь» максимальной мощностью 22,34 МВт.

Информация, не указанная в приложении № 8 к настоящим схеме и программе, не входит в прогнозный баланс и не учитывается при расчете режимно-балансовой ситуации.

Таблица 17

**Изменение установленной мощности энергосистемы Свердловской области
с учетом объемов ввода и вывода генерирующего оборудования
по основным объемам**

Но- мер стро- ки	Электростанция	Р _{уст.} (на 01.03.2022) (МВт)	Установленная мощность на конец года (МВт)					
			2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 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	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5
5.	Верхнетагильская ГРЭС	1062,15	1062,15	1062,15	1062,15	1062,15	1062,15	1062,15
6.	Верхотурская ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
7.	ГТЭС АРП Арамилъ	4	4	4	4	4	4	4
8.	ГТЭС-4 АРП Сысерть	4	4	4	4	4	4	4
9.	Екатеринбургская ГТ-ТЭЦ	18	18	18	18	18	18	18
10.	Качканарская ТЭЦ	50	50	50	50	50	50	50
11.	Красногорская ТЭЦ	121	121	121	121	121	121	121
12.	Мини-ТЭЦ ПАО «СУМЗ»	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
13.	Мини-ТЭЦ ПСЦМ АО «Уралэлектромедь»	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
14.	Невьянская ТЭС	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
15.	Нижнетуриная ГРЭС	484	484	484	484	484	484	484
16.	Ново-Свердловская ТЭЦ	557	557	557	557	557	557	557
17.	Первоуральская ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
18.	Ревдинская ГТ-ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
19.	Режевская ГТ-ТЭЦ	18	18	18	18	18	18	18
20.	Рефтинская ГРЭС	3800	3800	3800	3800	3800	3815	3830
21.	Свердловская ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
22.	Серовская ГРЭС	451	451	451	451	451	451	451
23.	Среднеуральская ГРЭС	1578,5	1578,5	1578,5	1578,5	1618,5	1618,5	1618,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24.	ТЭС ООО «Агреко Евразия»	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
25.	ТЭЦ в г. Новоуральске	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
26.	ЭЦ ЗАО «Межотраслевой Концерн «Уралметпром»	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5
27.	ТЭЦ Нижнетагильского металлургического комбината	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9
28.	ТЭЦ ПАО «НМЗ»	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
29.	ТЭЦ АО «Синарский трубный завод»	12	12	12	12	12	12	12
30.	ТЭЦ АО «НПК «Уралвагонзавод»	108	108	108	108	108	108	108
31.	ТЭЦ Уральского турбомоторного завода	24	24	24	24	24	24	24
32.	ПТУ ПАО «СУМЗ»	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
33.	Энергоцентр «Березовский»	6,451	6,451	6,451	6,451	6,451	6,451	6,451
34.	Энергокомплекс г. Нижние Серги	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
35.	ТЭС АО «Уральская фольга»	-	14	14	14	14	14	14
36.	ТЭЦ ООО «Синергия»	-	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
37.	Итого	10 579,5	10 613,4	10 613,4	10 613,4	10 653,4	10 668,4	10 683,4
38.	в том числе:							
39.	АЭС	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485
40.	ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
41.	ТЭС	9087,5	9121,4	9121,4	9124,4	9161,4	9176,4	9191,4

Глава 26. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электрической энергии и мощности) на пятилетний период

Балансы электрической энергии и мощности по энергосистеме Свердловской области сформированы на основании проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2022–2028 годы. 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 18.

Как и до 2021 года энергосистема Свердловской области до 2027 года останется избыточной как по мощности, так и по электрической энергии.

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

Номер строки	Наименование показателя	2021 год (отчет)	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
1.	Потребление электрической энергии, млн. кВт·ч	43 004,5	43 800,0	43 900,0	44 100,0	44 200,0	44 300,0	44 300,0
2.	Производство, млн. кВт·ч	56 671,1	60 045,5	61 821,4	62 359,3	63 176,0	63 380,4	63 453,1
3.	в том числе:	—						
4.	АЭС	7806,0	9360,0	10 200,0	10 038,0	10 455,0	10 498,0	10 558,0
5.	ГЭС	13,4	21,15	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
6.	ТЭС	48 851,7	50 664,4	51 600,4	52 300,3	52 700,0	52 861,4	52 874,1
7.	Перетоки, млн. кВт·ч	-13 666,6	-16 245,5	-17 921,4	-18 259,3	-18 976,0	-19 080,4	-19 153,1

Прогнозный баланс мощности по энергосистеме Свердловской области приведен в таблице 19.

Таблица 19

Прогнозный баланс мощности по энергосистеме Свердловской области

Номер строки	Наименование показателя	2021 год (отчет)	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
1.	Собственный максимум потребления мощности, МВт	6408	6594	6628	6647	6670	6684	6693
2.	Покрытие (установленная мощность), МВт	10 557,7	10 613,4	10 613,4	10 613,4	10 653,4	10 668,4	10 683,4
3.	в том числе:	—						
4.	АЭС	1485	1485	1485	1485	1485	1485	1485
5.	ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
6.	ТЭС	9065,7	9121,4	9121,4	9121,4	9161,4	9176,4	9191,4

**Глава 27. Развитие электрических сетей на территории
Свердловской области**

Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Свердловской области на 2022 год и период 2023–2027 годов будет связано с решением следующих задач, направленных на повышение эффективности функционирования энергосистемы:

1) обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии;

2) обеспечение реконструкции объектов электросетевого хозяйства, связанной с недопустимой перегрузкой трансформаторного оборудования;

3) обеспечение реконструкции объектов электросетевого хозяйства, связанной с неудовлетворительным состоянием линий электропередачи и оборудования;

4) обеспечение реконструкции объектов электросетевого хозяйства для обеспечения надежности электроснабжения потребителей.

Предложения по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше на 2022 год и период 2023–2027 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, мероприятий, обеспечивающих техническую возможность технологического присоединения по действующим ТУ на ТП, а также на основе предложений Филиала АО «СО ЕЭС» Свердловского РДУ, филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД», АО «ЕЭСК» и иных субъектов электроэнергетики, учитывающих экспертную оценку по срокам выполнения работ по проектированию, новому строительству и реконструкции электросетевых объектов.

Перечень мероприятий по развитию ЭСК 110 кВ и выше (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области, приведен в приложении № 10 к настоящим схеме и программе.

Развитие электрических сетей напряжением 35 кВ и ниже энергосистемы Свердловской области на 2022 год и период 2023–2027 годов будет связано с решением следующих задач, направленных на повышение эффективности функционирования энергосистемы:

1) обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии;

2) обеспечение реконструкции объектов электросетевого хозяйства, связанной с недопустимой перегрузкой трансформаторного оборудования.

Предложения по развитию электрической сети напряжением 35 кВ на 2022 год и период 2023–2027 годов сформированы на основе предложений электросетевых компаний Свердловской области.

Перечень мероприятий по развитию ЭСК 35 кВ (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области, приведен в приложении № 11 к настоящим схеме и программе.

Карта-схема развития электрических сетей энергосистемы Свердловской области на 2022 год и на период 2023–2027 годов приведена в приложении № 13 к настоящим схеме и программе.

Параграф 11. Развитие сетевого комплекса 110 кВ и выше, связанного с технологическим присоединением энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии

Реализация технологического присоединения 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 ориентировочной протяженностью 3,077 км;

2) расширение ОРУ 110 кВ на ПС 220 кВ Сварочная на одну линейную ячейку с установкой выключателя 110 кВ с номинальным током 1000 А;

3) расширение ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ Электромедь на одну линейную ячейку с установкой выключателя 110 кВ с номинальным током 1000 А.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Медно-Рудная компания» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 12 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 20.08.2019 № 8500010631):

реконструкция ПС 110 кВ Карпушиха с заменой трансформатора мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств ГКУ Свердловской области «Управление капитального строительства Свердловской области» (электроснабжения объектов, необходимых для проведения XXXII Всемирной летней Универсиады 2023 года в г. Екатеринбурге, и ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» (максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 28 299,48 кВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 24.01.2020 № 8500010928)):

реконструкция ПС 35 кВ Кольцово с переводом на класс напряжения 110/10 кВ с присвоением ей диспетчерского наименования ПС 110 кВ Новокольцовская.

Для возможности реконструкции ПС 35 кВ Кольцово требуется реализация следующих мероприятий:

1) организация шлейфового захода КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Новокольцовская ориентировочной протяженностью 10,6 км;

2) установка двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый;

3) замена на ПС 110 кВ Нижне-Исетская ВЧЗ ВЛ 110 кВ Н. Исетская – Южная 1 с отпайками с номинальным током 500 А на ВЧЗ с номинальным током не менее 597 А;

4) замена на ПС 110 кВ Нижне-Исетская ВЧЗ ВЛ 110 кВ Н. Исетская – Южная 2 с отпайками с номинальным током 500 А на ВЧЗ с номинальным током не менее 569 А.

По состоянию на 1 марта 2022 года мероприятия по замене на ПС 110 кВ Нижне-Исетская ВЧЗ ВЛ 110 кВ Н. Исетская – Южная 1 и 2 с отпайками выполнены.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «ОЭЗ «Титановая Долина» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 16,3 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 31.12.2019 № 8500010921):

1) реконструкция ПС 110 кВ Титан с заменой двух трансформаторов мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый;

2) замена провода ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 и 2 с отпайками на участке от ПС 220 кВ Вязовская до отпайки на ПС 110 кВ Полимер марки АС-120 (2х0,18 км) на провод с ДДТН не менее 450 А при температуре +18°C;

3) установка на ПС 220 кВ Вязовская АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 и 2 с отпайками с реализацией управляющих воздействий на отключение нагрузки энергопринимающих устройств ОАО «ОЭЗ «Титановая Долина» на ПС 110 кВ Титан.

По состоянию на 1 марта 2022 года выполнена установка на ПС 220 кВ Вязовская АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 и 2 с отпайками с реализацией управляющих воздействий на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Титан.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Уралэлектромедь» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 21,63 МВт (ранее присоединенная максимальная мощность), договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 25.12.2020 № 8500011130):

1) реконструкция ПС 110 кВ Пышма с переносом ПС с производственной территории АО «Уралэлектромедь» на новую площадку и установкой трех трансформаторов мощностью 40 МВА каждый на новой площадке ПС 110 кВ Пышма;

2) перезавод КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Пышма с отпайками (ориентировочной протяженностью 0,53 км), КВЛ 110 кВ Сварочная – Пышма (ориентировочной протяженностью 0,558 км) на вновь сооружаемое ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Пышма.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «СТИЛ» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 6,64 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 17.12.2019 № 8500010748):

1) перевод отпайки на ПС 110 кВ Подволошная с ВЛ 110 кВ Первоуральская – Кузино с отпайками и ВЛ 110 кВ Первоуральская – Бойцы на ВЛ 110 кВ Первоуральская – Металл I, II цепь с отпайками (ориентировочной протяженностью 3,151 км);

2) реконструкция ПС 110 кВ Подволошная с заменой трансформаторов мощностью 16 МВА и 15 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый;

3) замена существующих трансформаторов тока ТТ В 110 кВ Т-1 и ТТ В 110 кВ Т-2 ОРУ 110 кВ Подволошная на оборудование с номинальным током не менее 126 А.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Святогор» к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 44 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 24.07.2020 № 8500011122):

1) реконструкция ПС 110 кВ Волковская с переносом места размещения ПС на новое место и заменой силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА и 10 МВА на два трансформатора мощностью 63 МВА каждый;

2) строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ В. Тура – Тагил 1, 2 с отпайками до вновь сооружаемой на новом месте ПС 110 кВ Волковская (ориентировочной протяженностью 7,315 км).

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Атомстройкомплекс Цемент» к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» (увеличение максимальной мощности энергопринимающих устройств заявителя на 5 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» от 18.06.2021 № 8500012959):

замена ошиновки ВЛ 110 кВ Белоярская АЭС – Гагарский на ПС 110 кВ Гагарский на провод с ДДТН (АДТН) не менее 408 А (501 А) при температуре наружного воздуха +19°C.

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Атом-ТОР к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» (максимальная мощность энергопринимающих устройств заявителя составляет 22 МВт, договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ОАО «МРСК Урала» по состоянию на 1 марта 2022 года находится в стадии заключения):

1) строительство двухтрансформаторной ПС 110 кВ с установкой двух трансформаторов мощностью 25 МВА каждый;

2) строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Верхнетагильская ГРЭС – Первомайская 3, 6 до вновь сооружаемой ПС 110 кВ (ориентировочной протяженностью 1 км).

Реализация технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ЕВРАЗ-НТМК» максимальной мощностью энергопринимающих устройств 790 кВт (договор об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям ООО «ЕвразЭнергоТранс» от 13.10.2020 № НТФ ЕЭТ 21Н-2-26).

В действующих технических условиях на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «ЕВРАЗ-НТМК» к электрическим сетям ООО «ЕвразЭнергоТранс» максимальной мощностью 790 кВт (дополнительно к существующей мощности 1710 кВт), являющихся приложением к договору

от 13.10.2020 № НТФ ЕЭТ 21Н-2-26, предусмотрена установка Т-2 110/6 кВ для обеспечения II категории надежности электроснабжения вновь присоединяемых энергопринимающих устройств.

В соответствии с пунктом 14(1) Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергетики, объектов по производству электрической энергетики, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», II категория надежности электроснабжения должна быть обеспечена наличием независимых резервных источников снабжения электрической энергией.

В настоящее время на ПС 110 кВ Обжиговая установлен один трансформатор Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА и имеется связь по электрической сети 6 кВ ЗРУ 6 кВ ПС 110 кВ Обжиговая с ПС 35/6 кВ Аглофабрика ГБР.

Требования к электроснабжению существующих и вновь вводимых энергопринимающих устройств потребителя по II категории надежности электроснабжения не могут быть обеспечены, так как ДДТН существующих КЛ 6 кВ от ПС 35/6 кВ Аглофабрика ГБР до ПС 110 кВ Обжиговая (выполнены кабелем АСБ-3х70, проводом АС-120, кабелем 2ААШВ 3х120, кабелем АСБ 3х150, проводом АС-70, кабелем ААШВу 3х185) составляет 135 А при температуре 25°C (данные таблицы 1.3.18 «Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслосканифольной и нестекающей масса изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в воздухе» ПУЭ для ограничивающего элемента – кабеля АСБ 3х70), а требуемая пропускная способность исходя из существующей и вновь вводимой нагрузки АО «ЕВРАЗ-НТМК» (2500 кВт) составляет 273 А при температуре 25°C.

В действующих ТУ на ТП предусмотрены мероприятия по установке Т-2 110/6 кВ для обеспечения II категории надежности электроснабжения вновь присоединяемых энергопринимающих устройств. В соответствии с ТУ на ТП (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) расчетная величина перспективной нагрузки вновь устанавливаемого трансформатора Т-2 при отключении Т-1 составит 2,7 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

Дополнительно для обеспечения II категории надежности электроснабжения вновь присоединяемых энергопринимающих устройств рассмотрен

альтернативный вариант реконструкции существующей КВЛ 6 кВ от ПС 35/6 кВ Аглофабрика ГБР с заменой существующего кабеля АСБ 3х70, 2ААШВ 3х120, АСБ 3х150 на кабель сечением 150 мм² (в соответствии с данными таблицы 1.3.15 «Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслосканифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воздухе» ПУЭ для трехжильного кабеля сечением 150 мм² ток составляет 290 А, наиболее близкое значение к 273 А), а также заменой существующего провода АС-70 на провод АС-95 (в соответствии с данными таблицы 1.3.29 «Допустимый длительный ток для неизолированных проводов» ПУЭ для провода сечением 95 мм² ток составляет 330 А, наиболее близкое значение к 273 А).

Сравнение капитальных затрат на реализацию вариантов организации второго независимого источника на ПС 110 кВ Обжиговая приведено в таблице 20 (в соответствии с письмом ООО «ЕвразЭнергоТранс» от 25.02.2022 № 200/6-245).

Таблица 20

Сравнение капитальных затрат на реализацию вариантов организации второго независимого источника на ПС 110 кВ Обжиговая

Но- мер стро- ки	Характеристика оборудования или виды работ	Коли- чество	Стоимость (без НДС), тыс.руб
1	2	3	4
1.	Реконструкция существующей КЛ 6 кВ от ПС 35/6 кВ Аглофабрика ГБР		
2.	Разработка проектной и рабочей документации	—	520
3.	Работы, связанные с реконструкцией КВЛ 6 кВ от ПС 7 (ОАО «ВГОК») до ПС 110 кВ Обжиговая, в том числе:	—	10 262
4.	Замена кабеля АСБ 3х70 на кабель 2 КВЭБШв-6 3х185, м	40	—
5.	Замена провода АС-70 на провод АС-95, м	1380	—
6.	Замена опор ВЛ, шт.	14	—
7.	Работы, связанные с реконструкцией КВЛ 6 кВ от ПС 35 кВ Аглофабрика ГБР до ПС 7 (ОАО «ВГОК»), в том числе:	—	12 460
8.	Замена кабеля 2ААШВ 3х120 на кабель 2 КВЭБШв-6 3х185, м	960	—
9.	Замена кабеля АСБ 3х150 на кабель 2 КВЭБШв-6 3х185, м	200	—
10.	Пуско-наладочные работы	—	420
11.	Итого:	—	23 662
12.	Установка второго трансформатора 110/6 кВ мощностью 4 МВА на ПС 110 кВ Обжиговая		
13.	Разработка проектной и рабочей документации	—	734
14.	Трансформатор ТДН-4000/110/6 УХЛ1 с учетом доставки	1	8363
15.	Оборудование 110кВ, включая элегазовый В, разъединители с двигательными приводами, трансформатор тока и т.д.)	—	9294
16.	Работы, связанные с установкой силового трансформатора 110 кВ	—	634
17.	Работы, связанные с монтажом оборудования 110 кВ	—	1541

1	2	3	4
18.	Пуско-наладочные работы	–	1180
19.	Итого:	–	21 746

По результатам технико-экономического сравнения, капитальные затраты на вариант технических решений, предусматривающих установку второго трансформатора 110/6 кВ на ПС 110 кВ Обжиговая, являются наименьшими.

Таким образом, для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ЕВРАЗ-НТМК» к ПС 110 кВ Обжиговая исходя из ДТН Т-2 в схеме, сложившейся после отключения Т-1, требуется установка на ПС 110 кВ Обжиговая второго трансформатора мощностью 4 МВА.

Параграф 12. Реконструкция объектов электросетевого хозяйства Свердловской области

Перечень технических условий на технологическое присоединение, учтенных при выполнении расчетов по определению загрузки трансформаторного оборудования, сформирован на основании перечней технических условий на технологическое присоединение, направленных письмами АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109 и филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417, и приведен в приложении № 9 к настоящей схеме и программе.

Обоснования по реконструкции объектов электросетевого хозяйства, приведенные в настоящей главе, выполнены с учетом писем АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109 и филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417, содержащих значения ИТС, год ввода в эксплуатацию, перегрузочную способность трансформаторов, возможность перевода нагрузки на другие центры питания и другие необходимые материалы.

Параграф 13. Реконструкция ПС 110 кВ Тугулым

По состоянию на 1 марта 2022 года на ПС 110 кВ Тугулым установлены:

- 1) Т-1 мощностью 6,3 МВА (ТМН-6300/110/10, введен в эксплуатацию в 1972 году, текущий ИТС равен 79,95);
- 2) Т-2 мощностью 10 МВА (ТДН-10000/110/10, введен в эксплуатацию в 1973 году, текущий ИТС равен 79,95).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417.

Перегрузочная способность Т-1 и Т-2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований

к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229» (далее – приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81). Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 31.

По результатам анализа контрольных замеров 2017–2021 годов наибольшая величина фактической нагрузки трансформаторов имела место в зимний период 2017 года, она и принята для дальнейших расчетов. В качестве расчетной температуры принята температура, равная $-10,2^{\circ}\text{C}$, соответствующая значению на дату зимнего контрольного замера 2017 года для энергосистемы Свердловской области.

Наибольшая величина фактической нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Тугулым по данным зимнего контрольного замера 2017 года составила $8,88+j2,58=9,25$ МВА.

При отключении Т-2 величина нагрузки оставшегося в работе Т-1 мощностью 6,3 МВА может составить $8,88+j2,58=9,25$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха, равную 7,56 МВА ($S_{\text{ддт}} = 1,2 \cdot S_{\text{ном}} = 7,56$ МВА).

Существует возможность реализации схемно-режимного мероприятия по переводу нагрузки (ВЛ 10 кВ ЛПК) величиной $0,69+j0,14=0,7$ МВА по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417).

С учетом выполнения схемно-режимного мероприятия при отключении Т-2 величина нагрузки оставшегося в работе Т-1 мощностью 6,3 МВА может составить $8,19+j2,44=8,55$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки, равную 7,56 МВА.

Анализ наибольшей величины нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Тугулым в день контрольного замера (с учетом схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) показал, что расчетная величина нагрузки трансформатора Т-1 при отключении Т-2 составит 8,55 МВА. Необходима замена Т-1 на трансформатор мощностью не менее 8,55 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Тугулым с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить $0,006+j0,002=0,006$ МВА.

С учетом данных об объеме присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП величина перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 110 кВ Тугулым (с учетом схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) может составить $8,2+j2,44=8,55$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки, равную 7,56 МВА.

Анализ перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 110 кВ Тугулым (с учетом схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки) показал, что расчетная величина перспективной нагрузки трансформатора Т-1 при отключении Т-2 составит 8,55 МВА.

Необходима замена Т-1 на трансформатор мощностью не менее 8,55 МВА. Ближайшим большим стандартным по мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

Таким образом, как для обеспечения наибольшей фактической нагрузки трансформаторов, так и для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Тугулым, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Тугулым требуется замена существующего трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

Параграф 14. Реконструкция ПС 35 кВ Нива, ПС 110 кВ Шпагатная и ПС 110 кВ Родник

В настоящем параграфе на основе предложений АО «ЕЭСК» по переводу ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая на напряжение 110 кВ (письмо АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109) разработаны технически равнозначные варианты по развитию сети 35 и 110 кВ и на основе технико-экономического сравнения выбран рекомендуемый вариант развития.

С целью разработки технически равнозначных вариантов реализации мероприятий по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима в сети 35 кВ и выше, связанных с дальнейшим развитием электрической сети 35 кВ (путем замены существующего оборудования и проводов ЛЭП на оборудование и провод с большей пропускной способностью) или с развитием электрической сети 110 кВ (путем перевода ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая на напряжение 110 кВ), выполнен анализ режимов работы энергорайона размещения ПС 35 кВ Нива. Схема энергорайона размещения ПС 35 кВ Нива показана на рисунке 24. При проведении анализа проанализирована необходимость замены трансформаторов на ПС 35 кВ Нива, ПС 110 кВ Шпагатная и ПС 110 кВ Родник, а также выполнены расчеты электроэнергетических режимов в сети 35 кВ и выше.

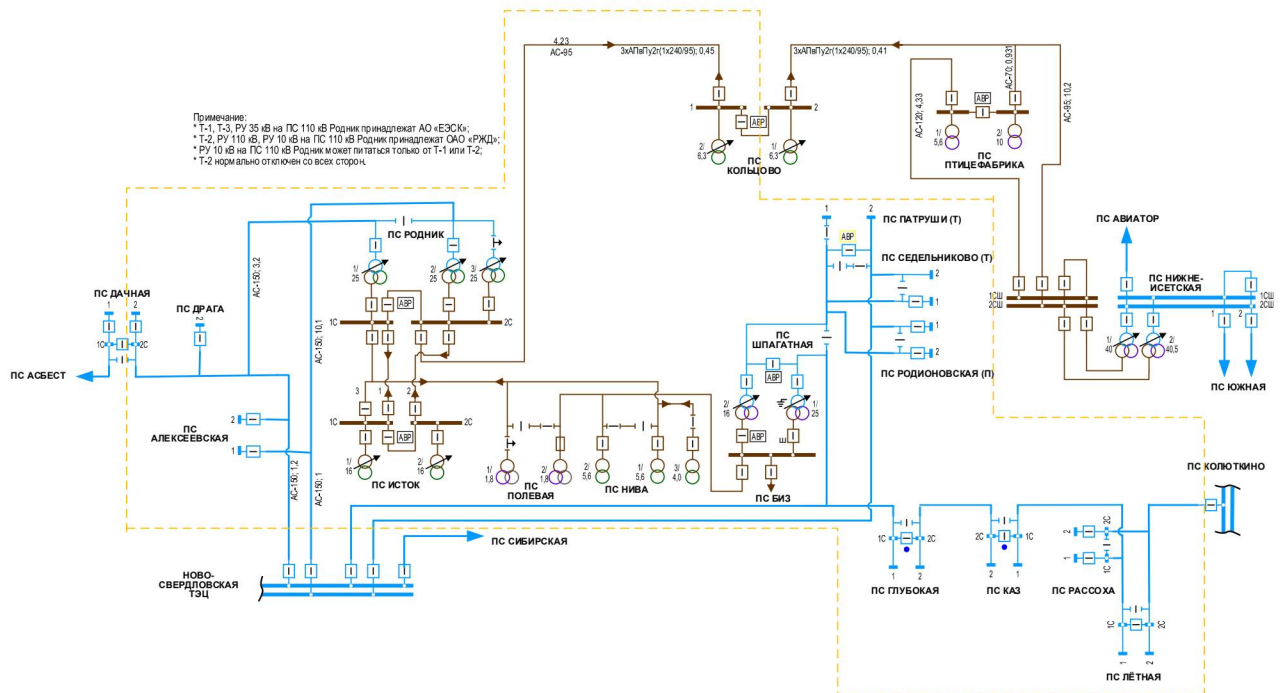


Рисунок 24. Схема энергорайона размещения ПС 35 кВ Нива

Анализ режимов работы энергорайона размещения ПС 35 кВ Нива по варианту развития электрической сети 35 кВ

Анализ необходимости замены трансформаторов на ПС 35 кВ Нива

По состоянию на 1 февраля 2022 года на ПС 35 кВ Нива установлены:

- 1) Т-1 мощностью 5,6 МВА (ТМ-5600/35/6, введен в эксплуатацию в 1964 году, текущий ИТС равен 74);
- 2) Т-2 мощностью 5,6 МВА (ТМ-5600/35/6, введен в эксплуатацию в 1951 году, текущий ИТС равен 92);
- 3) Т-3 мощностью 4 МВА (ТМ-4000/35/6, введен в эксплуатацию в 1967 году, текущий ИТС равен 92).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109.

Перегрузочная способность Т-1 и Т-2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109) в соответствии с пунктом 5.3.14 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19.06.2003 № 229 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации». Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов ПС 35 кВ Нива вне зависимости от температуры наружного воздуха составляет 1,05.

По результатам анализа контрольных замеров 2017–2021 годов наибольшая величина фактической нагрузки трансформаторов имела место в зимний период 2021 года. Максимальная загрузка ПС 35 кВ Нива по данным зимнего контрольного замера 2021 года составила $9,53 + j2,2 = 9,78$ МВА (в том числе

суммарная нагрузка Т-1 и Т-2 – $7,67+j1,77=7,87$ МВА). Согласно данным АО «ЕЭСК» (письмо от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109) Т-3 (нагрузка $1,83+j0,47=1,92$ МВА) не резервирует Т-1 и Т-2 по сети низкого напряжения.

При отключении Т-1 (Т-2) величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 (Т-1) мощностью 5,6 МВА может составить $7,67+j1,77=7,87$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки трансформатора Т-2 (Т-1), равную 5,88 МВА ($S_{\text{ддт}} = 1,05 \cdot S_{\text{ном}} = 5,88$ МВА).

Перевод отключенной нагрузки (части нагрузки) потребителей ПС 35 кВ Нива по распределительной сети напряжения 6 кВ на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109).

Анализ наибольшей величины нагрузки трансформаторов ПС 35 кВ Нива в день контрольного замера показал, что расчетная величина нагрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 7,87 МВА. Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 7,87 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 35 кВ Нива с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить $12,92+j5,17=13,91$ МВА. Согласно данным АО «ЕЭСК» (письмо от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109) прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП распределяется между Т-1 и Т-2 на ПС 35 кВ Нива.

С учетом данных об объеме присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП величина перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 35 кВ Нива может составить $20,59+j6,94=21,73$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки, равную 5,88 МВА.

Анализ перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 35 кВ Нива (с учетом объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки) показал, что расчетная величина перспективной нагрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 21,73 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,73 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

По данным АО «ЕЭСК» (письмо от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109), выключатели 35 кВ Т-1, Т-2 имеют ИТС 51 и требуют замены. При реконструкции ПС 35 кВ Нива, связанной с установкой двух новых трансформаторов 35 кВ, необходима реализация мероприятия по замене существующих трансформаторных выключателей 35 кВ на два новых.

Таким образом, для обеспечения наибольшей фактической нагрузки трансформаторов и для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 35 кВ Нива, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 35 кВ Нива требуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 5,6 МВА

на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый с заменой соответствующих трансформаторных выключателей 35 кВ на новые.

Анализ необходимости замены трансформаторов на ПС 110 кВ Шпагатная

По состоянию на 1 марта 2022 года на ПС 110 кВ Шпагатная установлены:

1) Т-1 мощностью 25 МВА (ТДТН-25000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1990 году, текущий ИТС равен 74,8), установленный в 2021 году в качестве временного решения взамен трансформатора мощностью 16 МВА путем перемещения с ПС 110 кВ Арти в рамках выполнения первого этапа реконструкции подстанции по титулу «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Шпагатная (ЭСК ПС «Шпагатная» 110 кВ)». В настоящее время на ПС 110 кВ Шпагатная выполняется реконструкция по титулу «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Шпагатная (ЭСК ПС «Шпагатная» 110 кВ)», предусматривающая замену трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы мощностью 40 МВА. В рамках выполнения первого этапа реконструкции по указанному титулу на место Т-1 временно устанавливают трансформатор мощностью 25 МВА с целью обеспечения возможности отключения Т-2 и его замены на трансформатор мощностью 40 МВА без погашения нагрузки подстанции на время проведения замены. После замены Т-2 на трансформатор мощностью 40 МВА (в соответствии с решениями документации по титулу «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Шпагатная (электросетевой комплекс подстанции «Шпагатная»)) предусматривается замена трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА;

2) Т-2 мощностью 16 МВА (ТДТН-16000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1984 году, текущий ИТС равен 70,1).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417.

Перегрузочная способность Т-1 и Т-2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 31.

По результатам анализа контрольных замеров 2017–2021 годов наибольшая величина фактической нагрузки трансформаторов имела место в зимний период 2021 года. В качестве расчетной температуры принята температура, равная $-5,5^{\circ}\text{C}$, соответствующая значению на дату зимнего контрольного замера 2021 года для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Шпагатная по данным зимнего контрольного замера 2021 года составила $28,75 + j12,27 = 31,26$ МВА.

При отключении Т-2 величина нагрузки оставшегося в работе трансформатора Т-1 номинальной мощностью 25 МВА может составить $28,75+j12,27=31,26$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-1, равную 29,45 МВА ($S_{\text{ддт}}=1,178 \cdot S_{\text{ном}}=29,45$ МВА при $-5,5^{\circ}\text{C}$).

При отключении Т-1 величина нагрузки оставшегося в работе трансформатора Т-2 номинальной мощностью 16 МВА может составить $28,75+j12,27=31,26$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-2, равную 18,85 МВА ($S_{\text{ддт}}=1,178 \cdot S_{\text{ном}}=18,85$ МВА при $-5,5^{\circ}\text{C}$).

Существует возможность реализации схемно-режимного мероприятия по переводу нагрузки ПС 35 кВ БИЗ величиной $3,92+j1,36=4,15$ МВА по сети 35 кВ в нормальной схеме, при этом перевод электроснабжения потребителей (части потребителей) по сети 10 кВ на другие центры питания невозможен (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417).

С учетом выполнения схемно-режимного мероприятия при отключении Т-2 величина нагрузки оставшегося в работе Т-1 мощностью 25 МВА может составить $24,83+j10,91=27,12$ МВА, что не превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-1, равную 29,45 МВА.

С учетом выполнения схемно-режимного мероприятия при отключении Т-1 величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 мощностью 16 МВА может составить $24,83+j10,91=27,12$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-2, равную 18,85 МВА.

Анализ наибольшей величины нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Шпагатная (с учетом схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) показал, что расчетная величина нагрузки трансформатора Т-2 при отключении Т-1 составит 27,12 МВА. Необходима замена Т-2 на трансформатор мощностью не менее 27,12 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Шпагатная, а также на Т-2 ПС 35 кВ БИЗ, Т-2 ПС 35 кВ Нива и Т-2 ПС 35 кВ Полевая, электроснабжение которых осуществляется от ПС 110 кВ Шпагатная, с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить $8,52+j3,40=9,18$ МВА.

С учетом данных об объеме присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Шпагатная, ПС 35 кВ Нива, ПС 35 кВ Полевая и ПС 35 кВ БИЗ, величина перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 110 кВ Шпагатная может составить $37,27+j15,67=40,43$ МВА.

Существует возможность реализации схемно-режимного мероприятия по переводу нагрузки ПС 35 кВ БИЗ величиной $4,29+j1,51=4,55$ МВА по сети 35 кВ в нормальной схеме, при этом перевод электроснабжения потребителей (части

потребителей) по сети 10 кВ на другие центры питания невозможен (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417.

С учетом выполнения схемно-режимного мероприятия при отключении Т-2 величина нагрузки оставшегося в работе Т-1 мощностью 25 МВА может составить $32,98+j14,17=35,9$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-1, равную 29,45 МВА.

С учетом выполнения схемно-режимного мероприятия при отключении Т-1 величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 мощностью 16 МВА может составить $32,98+j14,17=35,9$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-2, равную 18,85 МВА.

Анализ перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 110 кВ Шпагатная (с учетом схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки к ПС 110 кВ Шпагатная, ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая) показал, что расчетная величина перспективной нагрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 35,9 МВА, что превышает величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха временно установленного (на период проведения реконструкции ПС 110 кВ Шпагатная) трансформатора Т-1, равную 29,45 МВА, и длительно допустимую нагрузку Т-2, равную 18,85 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,9 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Таким образом, как для обеспечения наибольшей фактической нагрузки трансформатора Т-2, так и для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Шпагатная, ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая, имеющих на момент разработки настоящей схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Шпагатная требуется замена существующих трансформаторов Т-1 мощностью 25 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

Анализ необходимости замены трансформаторов на ПС 110 кВ Родник

По состоянию на 1 марта 2022 года на ПС 110 кВ Родник установлены:

1) Т-1 мощностью 25 МВА (ТДТН-25000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1972 году, текущий ИТС равен 91, принадлежит АО «ЕЭСК»);

2) Т-2 мощностью 25 МВА (ТДТН-25000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1973 году, принадлежит ОАО «РЖД»), находится в резерве (включение не производится в связи с техническим состоянием выключателя 35 кВ Т-2: согласно письму АО «ЕЭСК» от 28.01.2022 № ЕЭСК/001/123/431 текущий ИТС В 35 кВ Т-2 равен 42);

3) Т-3 мощностью 25 МВА (ТДТН-25000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1979 году, текущий ИТС равен 92, принадлежит АО «ЕЭСК»).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109.

Перегрузочная способность Т-1, Т-2 и Т-3, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109 и письмо Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения «Трансэнерго» – филиала ОАО «РЖД» от 21.02.2022 № ИСХ-2828/СВДЭ ЭЧ-3) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 31.

По результатам анализа контрольных замеров 2017–2021 годов наибольшая величина фактической нагрузки трансформаторов имела место в зимний период 2018 года. В качестве расчетной температуры принята температура, равная $-10,1^{\circ}\text{C}$, соответствующая значению на дату зимнего контрольного замера 2018 года для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Родник по данным зимнего контрольного замера 2018 года составила $25,42 + j6,62 = 26,26$ МВА.

При отключении Т-1 (Т-3) величина нагрузки оставшегося в работе трансформатора Т-3 (Т-1) номинальной мощностью 25 МВА может составить $25,42 + j6,62 = 26,26$ МВА, что не превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-3 (Т-1), равную 30,00 МВА ($S_{\text{ддт}} = 1,2 * S_{\text{ном}} = 30,00$ МВА при $-10,1^{\circ}\text{C}$).

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Родник, а также на Т-1 ПС 35 кВ Нива, Т-1 ПС 35 кВ Полевая и ПС 35 кВ Исток, электроснабжение которых осуществляется от ПС 110 кВ Родник, с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить $8,66 + j3,46 = 9,32$ МВА.

С учетом данных об объеме присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Родник, ПС 35 кВ Нива, ПС 35 кВ Полевая и ПС 35 кВ Исток, величина перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 110 кВ Родник может составить $34,07 + j10,08 = 35,53$ МВА.

При отключении Т-3 существует возможность реализации схемно-режимного мероприятия по включению ВЛ 35 кВ Родник – Кольцово для питания нагрузки 2С 35 кВ ПС 110 кВ Родник в объеме $9,57 + 3,27 = 10,11$ МВА по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Нижне-Исетская (письмо АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109).

При отключении Т-1 существует возможность реализации схемно-режимного мероприятия по переводу нагрузки ПС 35 кВ Кольцово величиной $0,55 + j0,26 = 0,61$ МВА и по сети 35 кВ в нормальной схеме, при этом перевод электроснабжения потребителей (части потребителей) по сети 10 кВ на другие

центры питания невозможен (письмо АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109).

С учетом выполнения схемно-режимного мероприятия при отключении Т-1 величина нагрузки оставшегося в работе Т-3 мощностью 25 МВА может составить $33,52+j9,82=34,93$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-3 (Т-1), равную 30,00 МВА. Включение Т-2 позволит исключить превышение длительно допустимой нагрузки Т-3 при отключении Т-1, при этом для включения Т-2 также потребуется замена выключателя 35 кВ Т-2 ПС 110 кВ Родник (согласно письму АО «ЕЭСК» от 28.01.2022 № ЕЭСК/001/123/431 ИТС В 35 кВ Т-2 составляет 42).

Таким образом, обеспечение наибольшей фактической нагрузки трансформаторов Т-1 и Т-3 не требует реализации дополнительных мероприятий, в то время как для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Родник, ПС 35 кВ Нива, ПС 35 кВ Полевая и ПС 35 кВ Исток, имеющих на момент разработки настоящей схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Родник требуется замена выключателя 35 кВ Т-2 ПС 110 кВ Родник для обеспечения возможности включения Т-2 ПС 110 кВ Родник и исключения превышения ДДТН Т-3.

Расчеты электроэнергетических режимов в энергорайоне размещения ПС 35 кВ Нива

Для проверки обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима в электрической сети 35 кВ и выше в энергорайоне размещения ПС 35 кВ Нива для фактической и прогнозной максимальной нагрузки выполнены расчеты электроэнергетических режимов в соответствии с требованиями ГОСТ 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем».

Фактическая максимальная нагрузка за период 2017–2021 годов энергорайона размещения ПС 35 кВ Нива за дни контрольных замеров приведена в таблице 21.

Таблица 21

Фактическая максимальная нагрузка за период 2017–2021 годов энергорайона размещения ПС 35 кВ Нива за дни контрольных замеров

Зимний контрольный замер 15.12.2021 18:00 при температуре воздуха -5,5°C	Летний контрольный замер 19.06.2019 11:00 при температуре воздуха +17,3°C
128 МВт	70 МВт

Прогноз максимальной нагрузки на 2023–2027 годы для расчетных температурных условий энергорайона размещения ПС 35 кВ Нива (являющегося

частью Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области) с учетом действующих на момент разработки настоящей схемы и программы ТУ на ТП (с учетом эффекта совмещения) приведен в таблице 22.

Так как режимы зимних и летних минимальных нагрузок для энергорайона размещения ПС 35 кВ Нива не характерны для разработки и принятия технических решений, то прогноз нагрузок и расчеты электроэнергетических режимов для таких режимно-балансовых ситуаций не выполнялись.

Таблица 22

Прогноз максимальной нагрузки на 2023-2027 годы для расчетных температурных условий энергорайона размещения ПС 35 кВ Нива

Расчетный период	Зимний максимум при температуре воздуха -32°C	Зимний максимум при температуре воздуха 0°C	Летний максимум при температуре воздуха +19°C	Летний максимум при температуре воздуха +30°C
2023	162 МВт	141 МВт	90 МВт	92 МВт
2024	162 МВт	141 МВт	90 МВт	92 МВт
2025	162 МВт	141 МВт	90 МВт	92 МВт
2026	163 МВт	142 МВт	91 МВт	93 МВт
2027	163 МВт	142 МВт	91 МВт	93 МВт

Учитывая, что в период до 2027 года режимно-балансовая ситуация в энергорайоне размещения ПС 35 кВ Нива отличается только незначительным изменением максимальной нагрузки, то расчеты электроэнергетических режимов на перспективный период выполнены только для последнего года прогнозирования.

Зимний режим максимальных нагрузок по данным контрольного замера 2021 года при температуре -5,5°C

В нормальной схеме параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений. Результаты расчетов приведены на рисунке 1 приложения № 12. При возмущениях в нормальной схеме, в единичных ремонтных схемах, а также в послеаварийных режимах в единичных ремонтных схемах параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

Летний режим максимальных нагрузок по данным контрольного замера 2019 года при температуре +17,3°C

В нормальной схеме параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений. Результаты расчетов приведены на рисунке 2 приложения № 12. При возмущениях в нормальной схеме, в единичных ремонтных схемах, а также в послеаварийных режимах в единичных ремонтных схемах

параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений.

Зимний режим прогнозируемых максимальных нагрузок 2027 года при температуре -32°C

В нормальной схеме параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений. Результаты расчетов приведены на рисунке 3 приложения № 12.

При возмущении в нормальной схеме (отключение ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая), а также в аналогичной единичной ремонтной схеме имеют место (рисунок 4 приложения № 12):

1) превышение ДДТН и АДТН КВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая от ПС 110 кВ Родник до отпайки на ПС 35 кВ Полевая. Загрузка ЛЭП составляет 473 А (111% от $I_{\text{ДДТН}}=426$ А, 111% от $I_{\text{АДТН}}=426$ А, ограничивающий элемент: провод ЛЭП марки АС 95/16 протяженностью 5,3 км);

2) превышение ДДТН и АДТН КВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая от отпайки на ПС 35 кВ Полевая до ПС 35 кВ Нива. Загрузка ЛЭП составляет 440 А (103% от $I_{\text{ДДТН}}=426$ А, 103% от $I_{\text{АДТН}}=426$ А, ограничивающий элемент: провод ЛЭП марки АС 95/16 протяженностью 0,69 км);

3) превышение ДДТН и АДТН КВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая в присоединении Т-1 ПС 35 кВ Нива. Загрузка присоединения составляет 404 А (202% от $I_{\text{ДДТН}}=200$ А, 202% от $I_{\text{АДТН}}=200$ А, ограничивающий элемент: ТТ 35 кВ в присоединении Т-1 ПС 35 кВ Нива).

Схемно-режимные мероприятия по исключению превышения ДДТН и АДТН отсутствуют. Перевод нагрузки (части нагрузки) потребителей по распределительной сети напряжения 6–10 кВ на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109).

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реконструкция КВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками с заменой провода АС 95/16 протяженностью 5,3 км на провод с пропускной способностью не менее 473 А, провода АС 95/16 протяженностью 0,69 км на провод с пропускной способностью не менее 440 А при температуре -32°C. В соответствии с ПУЭ указанной пропускной способности соответствует провод АС 120/19. Также необходима замена ТТ 35 кВ в присоединении Т-1 ПС 35 кВ Нива на ТТ с ДДТН не менее 404 А при температуре -32°C.

При возмущении в нормальной схеме (отключение КВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая с погашением в ПАР нагрузки Т-3 ПС 35 кВ Нива), а также в аналогичной единичной ремонтной схеме имеют место (рисунок 5 приложения № 12):

1) превышение ДДТН и АДТН ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая от ПС 110 кВ Шпагатная до отпайки на ПС 35 кВ Полевая. Загрузка ЛЭП составляет 466 А (109% от $I_{\text{ДДТН}}=426$ А, 109% от $I_{\text{АДТН}}=426$ А, ограничивающие элементы: провод ЛЭП марки АС 95/16 протяженностью 9,2 км,

ошиновка ячейки ВЛ 35 кВ на ПС 110 кВ Шпагатная, выполненная проводом АС 95/16);

2) превышение ДДТН и АДТН ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая от отпайки на ПС 35 кВ Полевая до ПС 35 кВ Нива. Загрузка ЛЭП составляет 431 А (101% от $I_{ддтн}=426$ А, 101% от $I_{адтн}=426$ А, ограничивающий элемент: провод ЛЭП марки АС 95/16 протяженностью 0,58 км; 126% от $I_{ддтн}=342$ А, 126% от $I_{адтн}=342$ А, ограничивающий элемент: провод ЛЭП марки АС 70/11 протяженностью 0,92 км);

3) превышение ДДТН и АДТН ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая в присоединении Т-2 ПС 35 кВ Нива. Загрузка присоединения составляет 431 А (202% от $I_{ддтн}=200$ А, 202% от $I_{адтн}=200$ А, ограничивающий элемент: ТТ 35 кВ в присоединении Т-2 ПС 35 кВ Нива).

Схемно-режимные мероприятия по исключению превышения ДДТН и АДТН отсутствуют. Перевод нагрузки (части нагрузки) потребителей по распределительной сети напряжения 6–10 кВ на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109).

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реконструкция ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с заменой провода АС 95/16 протяженностью 9,2 км, а также ошиновки ячейки ВЛ 35 кВ на ПС 110 кВ Шпагатная, выполненной проводом АС 95/16, на провод с пропускной способностью не менее 466 А, с заменой провода АС 95/16 протяженностью 0,58 км и провода АС 70/11 протяженностью 0,92 км на провод с пропускной способностью не менее 431 А при температуре -32°C . В соответствии с Правилами устройства электроустановок указанной пропускной способности соответствует провод АС 120/19. Также необходима замена ТТ 35 кВ в присоединении Т-2 ПС 35 кВ Нива на ТТ с ДДТН не менее 431 А при температуре -32°C .

При нормативном возмущении в схеме ремонта ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая (отключение ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Дачная с отпайками, с действием АВР СВ 35 кВ на ПС 110 кВ Родник, нагрузка 10 кВ Т-1 ПС 110 кВ Родник отключается) имеет место превышение ДДТН и АДТН ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская со стороны Ново-Свердловской ТЭЦ. Загрузка ЛЭП составляет 303 А (126% от $I_{ддтн}=I_{адтн}=240$ А, ограничивающий элемент: ТТ на Ново-Свердловской ТЭЦ с одинаковыми ДДТН и АДТН, рисунок 6 приложения № 12). Схемно-режимные мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима отсутствуют. Рекомендуются выполнить установку на Ново-Свердловской ТЭЦ АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская, действующей по УПАСК на отключение нагрузки на ПС 35 кВ Нива в объеме до 7,5 МВт (рисунок 7 приложения № 12).

В остальных схемно-режимных ситуациях параметры электроэнергетических режимов не выходят из области допустимых значений.

Зимний режим прогнозируемых максимальных нагрузок 2027 года при температуре 0°C

В нормальной схеме параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений. Результаты расчетов приведены на рисунке 8 приложения № 12.

При возмущении в нормальной схеме (отключение ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая), а также в аналогичной единичной ремонтной схеме имеют место (рисунок 9 приложения № 12):

1) превышение ДДТН и АДТН КВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая от ПС 110 кВ Родник до отпайки на ПС 35 кВ Полевая. Загрузка ЛЭП составляет 433 А (106% от $I_{ддтн}=409$ А, 106% от $I_{адтн}=409$ А, ограничивающий элемент: провод ЛЭП марки АС 95/16 протяженностью 5,3 км);

2) превышение ДДТН и АДТН КВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая в присоединении Т-1 ПС 35 кВ Нива. Загрузка присоединения составляет 373 А (187% от $I_{ддтн}=200$ А, 187% от $I_{адтн}=200$ А, ограничивающий элемент: ТТ 35 кВ в присоединении Т-1 ПС 35 кВ Нива).

Схемно-режимные мероприятия по исключению превышения ДДТН и АДТН отсутствуют. Перевод нагрузки (части нагрузки) потребителей по распределительной сети напряжения 6-10 кВ на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109).

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реконструкция КВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками с заменой провода АС 95/16 ориентировочной протяженностью 5,3 км на провод с пропускной способностью не менее 433 А при температуре 0°C. В соответствии с ПУЭ указанной пропускной способности соответствует провод АС 120/19. Также необходима замена ТТ 35 кВ в присоединении Т-1 ПС 35 кВ Нива на ТТ с ДДТН не менее 373 А при температуре 0°C.

При возмущении в нормальной схеме (отключение КВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая с погашением в ПАР нагрузки Т-3 ПС 35 кВ Нива), а также в аналогичной единичной ремонтной схеме имеют место (рисунок 10 приложения № 12):

1) превышение ДДТН и АДТН ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая от ПС 110 кВ Шпагатная до отпайки на ПС 35 кВ Полевая. Загрузка ЛЭП составляет 425 А (104% от $I_{ддтн}=409$ А, 104% от $I_{адтн}=409$ А, ограничивающие элементы: провод ЛЭП марки АС 95/16 протяженностью 9,2 км, ошиновка ячейки ВЛ 35 кВ на ПС 110 кВ Шпагатная, выполненная проводом АС 95/16);

2) превышение ДДТН и АДТН ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая от отпайки на ПС 35 кВ Полевая до ПС 35 кВ Нива. Загрузка ЛЭП составляет 393 А (119% от $I_{ддтн}=329$ А, 119% от $I_{адтн}=329$ А, ограничивающий элемент: провод ЛЭП марки АС 70/11 протяженностью 0,92 км);

3) превышение ДДТН и АДТН ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая в присоединении Т-2 ПС 35 кВ Нива. Загрузка присоединения

составляет 393 А (197% от $I_{ддтн}=200$ А, 197% от $I_{адтн}=200$ А, ограничивающий элемент: ТТ 35 кВ в присоединении Т-2 ПС 35 кВ Нива).

Схемно-режимные мероприятия по исключению превышения ДДТН и АДТН отсутствуют. Перевод нагрузки (части нагрузки) потребителей по распределительной сети напряжения 6-10 кВ на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109).

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется реконструкция ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с заменой провода АС 95/16 протяженностью 9,2 км, а также ошиновки ячейки ВЛ 35 кВ на ПС 110 кВ Шпагатная, выполненной проводом АС 95/16, на провод с пропускной способностью не менее 425 А, с заменой провода АС 70/11 протяженностью 0,92 км на провод с пропускной способностью не менее 393 А при температуре 0°C. В соответствии с ПУЭ указанной пропускной способности соответствует провод АС 120/19. Также необходима замена ТТ 35 кВ в присоединении Т-2 ПС 35 кВ Нива на ТТ с ДДТН не менее 393 А при температуре 0°C.

В остальных схемно-режимных ситуациях параметры электроэнергетических режимов не выходят из области допустимых значений.

Летний режим прогнозируемых максимальных нагрузок 2027 года при температуре +30°C

В нормальной схеме параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений. Результаты расчетов приведены на рисунке 11 приложения № 12.

При нормативном возмущении в нормальной схеме (отключение 4СШ 110 кВ Ново-Свердловской ТЭЦ, с работой АВР СВ 35 кВ на ПС 110 кВ Родник и АВР СВ-110 на ПС 110 кВ Шпагатная, рисунок 12 приложения № 12) имеет место превышение ДДТН и АДТН ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками на всем протяжении. Загрузка ЛЭП составляет 338 А (102% от $I_{ддтн}=331$ А, 102% от $I_{адтн}=331$ А, ограничивающие элементы: провод ВЛ и ТТ 110 кВ Ново-Свердловской ТЭЦ с одинаковыми ДДТН и АДТН). Для исключения возникновения превышения АДТН рекомендуется в нормальной схеме выполнить перенос точки деления электрической сети с ПС 110 кВ Колюткино на ПС 110 кВ Летная (рисунок 13 приложения № 12).

В остальных схемно-режимных ситуациях параметры электроэнергетических режимов не выходят из области допустимых значений.

Летний режим прогнозируемых максимальных нагрузок 2027 года при температуре +19°C

Так как прогноз максимальной нагрузки при температуре наружного воздуха +30°C выше, чем при +19°C и пропускная способность при температуре наружного воздуха +19°C выше, чем при +30°C, то расчеты электроэнергетических режимов,

выполненные при температуре наружного воздуха $+30^{\circ}\text{C}$, приведут к более тяжелым последствиям с точки зрения электроэнергетического режима. В связи с этим расчеты для нормальной схемы, единичной ремонтной схемы и послеаварийных режимов из нормальной схемы и единичной ремонтной схемы при температуре $+19^{\circ}\text{C}$ не выполняются.

В двойных ремонтных схемах параметры электроэнергетических режимов не выходят из области допустимых значений. Рассмотрение послеаварийных режимов из двойных ремонтных схем в силу схемных особенностей энергорайона района не выполняется.

Заключение по результатам анализа режимов работы энергорайона размещения ПС 35 кВ Нива по варианту развития электрической сети 35 кВ

Анализ необходимости замены трансформаторов показал, что для обеспечения наибольшей фактической нагрузки трансформаторов ПС 35 кВ Нива, ПС 110 кВ Шпагатная и ПС 110 кВ Родник и для обеспечения технологического присоединения потребителей, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, требуется:

1) замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Нива мощностью 5,6 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый с заменой двух соответствующих В 35 кВ ячеек Т-1 и Т-2 на новые, выполняемой на основании ИТС этих выключателей, равного 51;

2) замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Шпагатная мощностью 25 и 16 МВА соответственно на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый;

3) замена В 35 кВ ячейки Т-2 на ПС 110 кВ Родник, выполняемая на основании ИТС этого выключателя, для обеспечения возможности включения Т-2 при отключении Т-1.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов показали, что для обеспечения допустимых параметров электроэнергетических режимов требуется:

1) замена провода сечением АС 95/16 на ВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая на провод сечением АС 120/19 протяженностью 5,99 км;

2) замена провода сечением АС 95/16, АС 70/11 на ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая протяженностью 10,7 км (АС 95/16 9,78 км и АС 70/11 0,92 км) на провод сечением АС 120/19;

3) замена на ПС 110 кВ Шпагатная ошиновки ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая, выполненной проводом сечением АС 95/16, на ошиновку, выполненную проводом сечением АС 120/19 (в связи с отсутствием укрупненных нормативов цен на мероприятие по замене ошиновки, не учитывается при расчете капитальных затрат);

4) замена ТТ 35 кВ в присоединениях Т-1, Т-2 на ПС 35 кВ Нива с ДДТН 200 А на ТТ с ДДТН не менее 404 А и 431 А соответственно при температуре -32°C ;

5) установка на Ново-Свердловской ТЭЦ АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская, действующей по УПАСК на отключение нагрузки на ПС 35 кВ Нива в объеме до 7,5 МВт.

Анализ режимов работы энергорайона размещения ПС 110 кВ Нива по варианту развития электрической сети 110 кВ

На основе предложений АО «ЕЭСК» рассмотрен перевод ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая на напряжение 110 кВ (письмо от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109) за счет:

1) сооружения ПС 110 кВ Нива по схеме два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;

2) сооружения ответвления в воздушном исполнении от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская ориентировочной длиной 3,3 км проводом АС 70/11 (сечение провода для ВЛ 110 кВ в соответствии с таблицей 2.5.6 «Минимальный диаметр проводов ВЛ по условиям короны и радиопомех» ПУЭ);

3) реконструкции ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с переводом на напряжение 110 кВ и ликвидацией отпайки на ПС 35 кВ Полевая протяженностью 7,33 км с применением провода АС 70/11 и присоединение ПС 110 кВ Нива по реконструируемой ВЛ ответвлением от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками;

4) перевода ПС 35 кВ Полевая в РП 10 кВ с подключением к ПС 110 кВ Нива по двухцепной линии 10 кВ.

Схема энергорайона размещения ПС 110 кВ Нива показана на рисунке 25.

Сооружение ПС 110 кВ Нива предусмотрено действующими ТУ на ТП:

1) № 218-261-32-2020 (договор ТП № 41030, заявитель ООО «Исток», максимальная мощность энергопринимающих устройств 4900 кВт);

2) №218-261-33-2020 (договор ТП № 41039, заявитель ООО «Исток», максимальная мощность энергопринимающих устройств 4900 кВт);

3) №218-261-34-2020 (договор ТП № 41385, заявитель ООО «Исток», максимальная мощность энергопринимающих устройств 4900 кВт);

4) №218-261-35-2020 (договор ТП № 40641, заявитель ООО «Исток», максимальная мощность энергопринимающих устройств 4900 кВт).

С учетом указанных предложений требуется проанализировать необходимость замены трансформаторов на ПС 110 кВ Шпагатная, ПС 110 кВ Родник, выполнить расчеты электроэнергетических режимов в сети 110 кВ и выше для проверки обеспечения допустимых параметров при переводе ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая на напряжение 110 кВ. Также необходимо выполнить выбор мощности трансформаторов на ПС 110 кВ Нива.

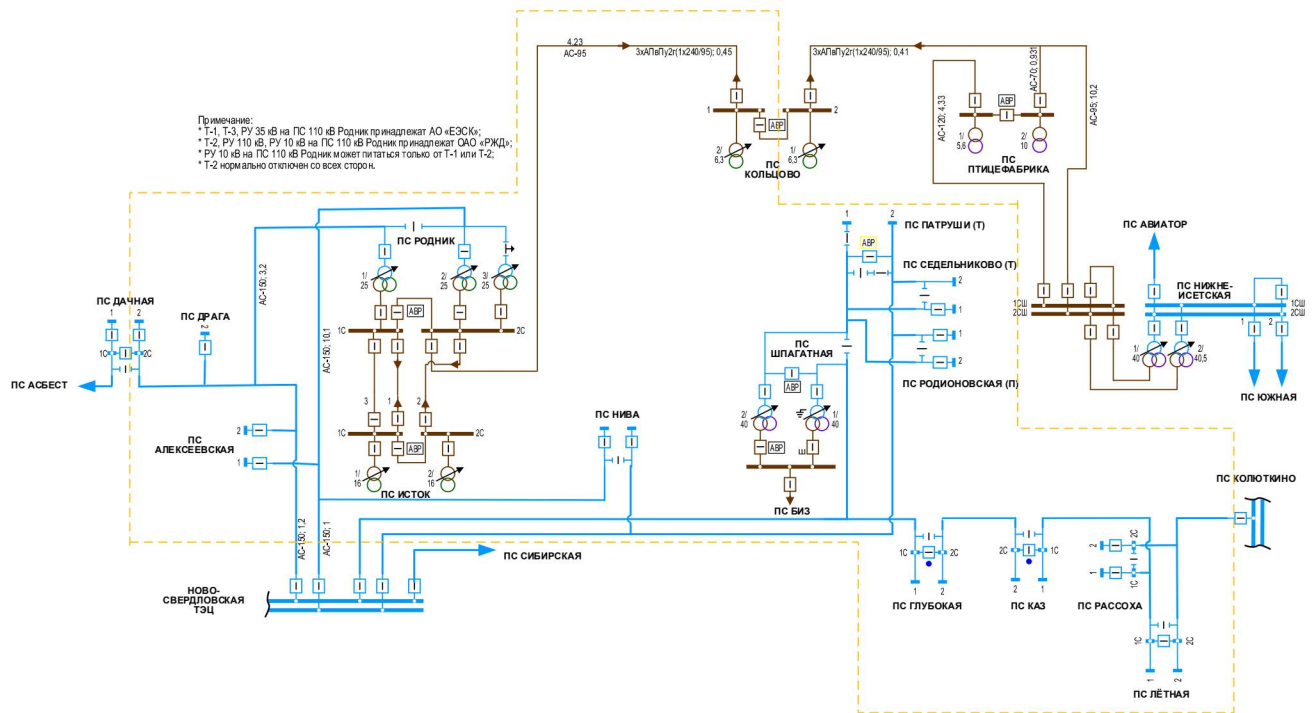


Рисунок 25. Схема энергорайона размещения ПС 110 кВ Нива

Выбор мощности трансформаторов на ПС 110 кВ Нива

На основе предложений АО «ЕЭСК» выполняется перевод нагрузки ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая на напряжение 110 кВ.

По результатам анализа контрольных замеров 2017–2021 годов наибольшая суммарная величина фактической нагрузки трансформаторов ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая имела место в зимний период 2020 года. Максимальная загрузка ПС 35 кВ Нива по данным зимнего контрольного замера 2020 года составила $9,49+j0,46=10,41$ МВА. Максимальная загрузка ПС 35 кВ Полевая по данным зимнего контрольного замера 2020 года составила $0,59+j0,46=0,75$ МВА. Суммарная фактическая нагрузка ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая составляет $10,08+j2,62=10,41$ МВА.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 35 кВ Нива с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить $12,92+j5,17=13,91$ МВА. Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 35 кВ Полевая с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить $0,51+j0,20=0,55$ МВА. Суммарный прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая составит $13,43+j5,37=14,46$ МВА.

Перевод отключенной нагрузки (части нагрузки) потребителей ПС 110 кВ Нива по распределительной сети напряжения 6–10 кВ на другие центры питания будет невозможен ввиду отсутствия соответствующих электрических связей (письмо АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109).

С учетом данных об объеме присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП величина перспективной нагрузки планируемых к установке трансформаторов ПС 110 кВ Нива может составить $23,51+j7,99=24,83$ МВА. Необходима установка Т-1 и Т-2 мощностью не менее

24,83 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Таким образом, на сооружаемой ПС 110 кВ Нива требуется установка двух трансформаторов мощностью 25 МВА каждый.

Анализ необходимости замены трансформаторов на ПС 110 кВ Шпагатная с учетом сооружения ПС 110 кВ Нива

При переводе ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая на напряжение 110 кВ произойдет снижение нагрузки ПС 110 кВ Шпагатная, так как часть нагрузки ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая питается от ПС 110 кВ Шпагатная по ЛЭП 35 кВ.

По состоянию на 1 марта 2022 года на ПС 110 кВ Шпагатная установлены:

1) Т-1 мощностью 25 МВА (ТДТН-25000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1990 году, текущий ИТС равен 74,8), установленный в 2021 году в качестве временного решения взамен трансформатора мощностью 16 МВА путем перемещения с ПС 110 кВ Арти в рамках выполнения первого этапа реконструкции подстанции по титулу «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Шпагатная (ЭСК ПС «Шпагатная» 110 кВ)», с целью обеспечения возможности отключения Т-2 и его замены на трансформатор мощностью 40 МВА без погашения нагрузки подстанции на время проведения замены;

2) Т-2 мощностью 16 МВА (ТДТН-16000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1984 году, текущий ИТС равен 70,1).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417.

Перегрузочная способность Т-1 и Т-2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 31.

По результатам анализа контрольных замеров 2017–2021 годов наибольшая величина фактической нагрузки трансформаторов имела место в зимний период 2021 года. В качестве расчетной температуры принята температура, равная $-5,5^{\circ}\text{C}$, соответствующая значению на дату зимнего контрольного замера 2021 года для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Шпагатная без учета нагрузки ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая по данным зимнего контрольного замера 2021 года составила $25,31 + j11,37 = 27,75$ МВА.

При отключении Т-2 величина нагрузки оставшегося в работе трансформатора Т-1 номинальной мощностью 25 МВА может составить $25,31 + j11,37 = 27,75$ МВА, что не превысит величину длительно допустимой

нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-1, равную 29,45 МВА ($S_{\text{ддт}}=1,178 \cdot S_{\text{ном}}=29,45$ МВА при $-5,5^{\circ}\text{C}$).

При отключении Т-1 величина нагрузки оставшегося в работе трансформатора Т-2 номинальной мощностью 16 МВА может составить $25,31+j11,37=27,75$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-2, равную 18,85 МВА ($S_{\text{ддт}}=1,178 \cdot S_{\text{ном}}=18,85$ МВА при $-5,5^{\circ}\text{C}$).

Существует возможность реализации схемно-режимного мероприятия по переводу нагрузки ПС 35 кВ БИЗ величиной $3,92+j1,36=4,15$ МВА по сети 35 кВ в нормальной схеме, при этом перевод электроснабжения потребителей (части потребителей) по сети 10 кВ на другие центры питания невозможен (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417).

С учетом выполнения схемно-режимного мероприятия при отключении Т-2 величина нагрузки оставшегося в работе Т-1 мощностью 25 МВА может составить $21,39+j10,01=23,62$ МВА, что не превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-1, равную 29,45 МВА.

С учетом выполнения схемно-режимного мероприятия при отключении Т-1 величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 мощностью 16 МВА может составить $21,39+j10,01=23,62$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-2, равную 18,85 МВА.

Анализ наибольшей величины нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Шпагатная (с учетом схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) показал, что расчетная величина нагрузки трансформатора Т-2 при отключении Т-1 составит 23,62 МВА. Необходима замена Т-2 на трансформатор мощностью не менее 23,62 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Шпагатная, а также на Т-2 ПС 35 кВ БИЗ, электроснабжение которой осуществляется от ПС 110 кВ Шпагатная, с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить $1,80+j0,72=1,94$ МВА.

С учетом данных об объеме присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Шпагатная и ПС 35 кВ БИЗ, величина перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 110 кВ Шпагатная может составить $27,11+j12,09=29,68$ МВА.

Существует возможность реализации схемно-режимного мероприятия по переводу нагрузки ПС 35 кВ БИЗ величиной $4,29+j1,51=4,55$ МВА по сети 35 кВ в нормальной схеме, при этом перевод электроснабжения потребителей (части потребителей) по сети 10 кВ на другие центры питания невозможен (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417).

С учетом выполнения схемно-режимного мероприятия при отключении Т-2 величина нагрузки оставшегося в работе Т-1 мощностью 25 МВА может составить

$22,82+j10,58=25,15$ МВА, что не превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-1, равную 29,45 МВА.

С учетом выполнения схемно-режимного мероприятия при отключении Т-1 величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 мощностью 16 МВА может составить $22,82+j10,58=25,15$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-2, равную 18,85 МВА.

Анализ перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 110 кВ Шпагатная (с учетом схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки к ПС 110 кВ Шпагатная) показал, что расчетная величина перспективной нагрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 25,15 МВА, что не превышает величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха временно установленного (на период проведения реконструкции ПС 110 кВ Шпагатная) трансформатора Т-1, равную 29,45 МВА, (но превышает длительно допустимую нагрузку ранее установленного Т-1, равную 18,85 МВА) и превышает длительно допустимую нагрузку Т-2, равную 18,85 МВА (временно установленного на период проведения реконструкции ПС 110 кВ Шпагатная трансформатора 25 МВА на место Т-1 достаточно для проведения реконструкции ПС 110 кВ Шпагатная без погашения нагрузки подстанции).

Необходима замена Т-2 на трансформатор мощностью не менее 25,15 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Учитывая, что Т-1 мощностью 25 МВА установлен на ПС 110 кВ Шпагатная временно в рамках реализации 1 этапа реконструкции ПС, после замены трансформатора Т-2 также требуется замена трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью 40 МВА.

Таким образом, для обеспечения наибольшей фактической нагрузки трансформатора Т-2 требуется замена существующего трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА, а для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Шпагатная, имеющих на момент разработки настоящей схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Шпагатная требуется замена существующих трансформаторов Т-1 мощностью 25 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

Анализ необходимости замены трансформаторов на ПС 110 кВ Родник

При переводе ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая на напряжение 110 кВ произойдет снижение нагрузки ПС 110 кВ Родник, так как часть нагрузки ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая питается от ПС 110 кВ Родник по ЛЭП 35 кВ.

По состоянию на 1 марта 2022 года на ПС 110 кВ Родник установлены:

1) Т-1 мощностью 25 МВА (ТДТН-25000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1972 году, текущий ИТС равен 91, принадлежит АО «ЕЭСК»);

2) Т-2 мощностью 25 МВА (ТДТН-25000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1973 году, принадлежит ОАО «РЖД»), нормально в резерве;

3) Т-3 мощностью 25 МВА (ТДТН-25000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1979 году, текущий ИТС равен 92, принадлежит АО «ЕЭСК»).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109.

Перегрузочная способность Т-1, Т-2 и Т-3, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109 и письмо Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения «Трансэнерго» – филиала ОАО «РЖД» от 21.12.2022 № ИСХ-2828/СВДЭ ЭЧ-3) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 31.

По результатам анализа контрольных замеров 2017–2021 годов наибольшая величина фактической нагрузки трансформаторов имела место в зимний период 2018 года. В качестве расчетной температуры принята температура, равная $-10,1^{\circ}\text{C}$, соответствующая значению на дату зимнего контрольного замера 2018 года для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области.

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Родник без учета нагрузки ПС 35 кВ Нива и ПС 35 кВ Полевая по данным зимнего контрольного замера 2018 года составила $19,28 + j5,06 = 19,93$ МВА.

При отключении Т-1 (Т-3) величина нагрузки оставшегося в работе трансформатора Т-3 (Т-1) номинальной мощностью 25 МВА может составить $19,28 + j5,06 = 19,93$ МВА, что не превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-3 (Т-1), равную 30,00 МВА ($S_{\text{длт}} = 1,2 * S_{\text{ном}} = 30,00$ МВА при $-10,1^{\circ}\text{C}$).

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Родник, а также на ПС 35 кВ Исток, электроснабжение которой осуществляется от ПС 110 кВ Родник, с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить $1,94 + j0,78 = 2,09$ МВА.

С учетом данных об объеме присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Родник и ПС 35 кВ Исток, величина перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 110 кВ Родник может составить $21,22 + j5,83 = 22,01$ МВА.

При отключении Т-1 (Т-3) величина нагрузки оставшегося в работе трансформатора Т-3 (Т-1) номинальной мощностью 25 МВА может составить $21,22 + j5,83 = 22,01$ МВА, что не превысит величину длительно допустимой

нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха трансформатора Т-3 (Т-1), равную 30,00 МВА.

Таким образом, как для обеспечения наибольшей фактической нагрузки трансформаторов Т-1 и Т-3, так и для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Родник и ПС 35 кВ Исток, имеющих на момент разработки настоящей схемы и программы, действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Родник не требует реализации дополнительных мероприятий.

Расчеты электроэнергетических режимов в энергорайоне размещения ПС 110 кВ Нива

Для проверки обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима в электрической сети 110 кВ и выше в энергорайоне размещения ПС 110 кВ Нива (соответствует энергорайону размещения ПС 35 кВ Нива) для прогнозной максимальной нагрузки выполнены расчеты электроэнергетических режимов в соответствии с требованиями ГОСТ 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем».

Прогноз максимальной нагрузки на 2023–2027 годы для расчетных температурных условий энергорайона размещения ПС 110 кВ Нива (являющегося частью Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области) с учетом действующих на момент разработки настоящей схемы и программы ТУ на ТП (с учетом эффекта совмещения) приведен в таблице 22.

Так как режимы зимних и летних минимальных нагрузок для энергорайона размещения ПС 110 кВ Нива не характерны для разработки и принятия технических решений, то прогноз нагрузок и расчеты электроэнергетических режимов для таких режимно-балансовых ситуаций не выполнялись.

Учитывая, что в период до 2027 года режимно-балансовая ситуация в энергорайоне размещения ПС 110 кВ Нива отличается только незначительным изменением максимальной нагрузки, то расчеты электроэнергетических режимов на перспективный период выполнены только для последнего года прогнозирования.

Зимний режим прогнозируемых максимальных нагрузок 2027 года при температуре -32°C

В нормальной схеме параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений. Результаты расчетов приведены на рисунке 14 приложения № 12.

При нормативном возмущении в нормальной схеме (отключение 4СШ 110 кВ Ново-Свердловской ТЭЦ, с действием АВР СВ 35 кВ на ПС 110 кВ Родник, АВР СВ-110 на ПС 110 кВ Шпагатная и АВР СВ 6 кВ и СВ 10 кВ на ПС 110 кВ Нива) имеет место превышение ДДТН и АДТН ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками со стороны Ново-Свердловская

ТЭЦ. Загрузка ЛЭП составляет 507 А (111% от $I_{ддтн}=I_{адтн}=455$ А, ограничивающие элементы: провод ВЛ и ТТ на Ново-Свердловской ТЭЦ с одинаковыми ДДТН и АДТН, рисунок 15 приложения № 12). Схемно-режимные мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима отсутствуют. Рекомендуется выполнить установку на Ново-Свердловская ТЭЦ АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками, действующей по УПАСК на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Нива в объеме до 8 МВт (рисунок 16 приложения № 12).

При нормативном возмущении в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками (отключение ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Дачная с отпайками, с действием АВР СВ 35 кВ на ПС 110 кВ Родник, нагрузка 10 кВ Т-1 ПС 110 кВ Родник отключается) имеет место превышение ДДТН и АДТН ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская со стороны Ново-Свердловская ТЭЦ. Загрузка ЛЭП составляет 265 А (111% от $I_{ддтн}=I_{адтн}=240$ А, ограничивающий элемент: ТТ на Ново-Свердловской ТЭЦ с одинаковыми ДДТН и АДТН, рисунок 17 приложения № 12). Схемно-режимные мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима отсутствуют. Рекомендуется выполнить установку на Ново-Свердловской ТЭЦ АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская, действующей по УПАСК на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Нива в объеме до 3 МВт (рисунок 18 приложения № 12).

В остальных схемно-режимных ситуациях параметры электроэнергетических режимов не выходят из области допустимых значений.

Зимний режим прогнозируемых максимальных нагрузок 2027 года при температуре 0°C

В нормальной схеме параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений. Результаты расчетов приведены на рисунке 19 приложения № 12.

При нормативном возмущении в нормальной схеме (отключение 4СШ 110 кВ Ново-Свердловской ТЭЦ, с действием АВР СВ 35 кВ на ПС 110 кВ Родник, АВР СВ-110 на ПС 110 кВ Шпагатная и АВР СВ 6 кВ и СВ 10 кВ на ПС 110 кВ Нива) имеет место превышение ДДТН и АДТН ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками со стороны Ново-Свердловская ТЭЦ. Загрузка ЛЭП составляет 439 А (101% от $I_{ддтн} = I_{адтн} = 437$ А, ограничивающие элементы: провод ВЛ и ТТ на Ново-Свердловской ТЭЦ с одинаковыми ДДТН и АДТН, рисунок 20 приложения № 12). Применение превентивного схемно-режимного мероприятия по переводу нагрузки 2С 35 кВ ПС 35 кВ БИЗ на питание от ВЛ 35 кВ Ключи – БИЗ позволяет исключить возникновение превышения АДТН (рисунок 21 приложения № 12).

В остальных схемно-режимных ситуациях параметры электроэнергетических режимов не выходят из области допустимых значений.

Летний режим прогнозируемых максимальных нагрузок 2027 года при температуре +30°C

В нормальной схеме параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений. Результаты расчетов приведены на рисунке 22 приложения № 12.

При нормативном возмущении в нормальной схеме (отключение 4СШ 110 кВ Ново-Свердловской ТЭЦ, с действием АВР СВ 35 кВ на ПС 110 кВ Родник, АВР СВ-110 на ПС 110 кВ Шпагатная и АВР СВ 6 кВ и СВ 10 кВ на ПС 110 кВ Нива) имеет место превышение ДДТН и АДТН ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками со стороны Ново-Свердловская ТЭЦ. Загрузка ЛЭП составляет 379 А (115% от $I_{ддтн} = I_{адтн} = 331$ А, ограничивающие элементы: провод ВЛ и ТТ на Ново-Свердловская ТЭЦ с одинаковыми ДДТН и АДТН, рисунок 23 приложения № 12). Рекомендуется выполнить перенос в нормальной схеме точки деления электрической сети с ПС 110 кВ Колюткино на ПС 110 кВ КАЗ (рисунок 24 приложения № 12).

В остальных схемно-режимных ситуациях параметры электроэнергетических режимов не выходят из области допустимых значений.

Летний режим прогнозируемых максимальных нагрузок 2027 года при температуре +19°C

Так как прогноз максимальной нагрузки при температуре наружного воздуха +30°C выше, чем при +19°C и пропускная способность при температуре наружного воздуха +19°C выше, чем при +30°C, то расчеты электроэнергетических режимов, выполненные при температуре наружного воздуха +30°C, приведут к более тяжелым последствиям с точки зрения электроэнергетического режима. В связи с этим расчеты для нормальной схемы, единичной ремонтной схемы и послеаварийных режимов из нормальной схемы и единичной ремонтной схемы при температуре +19°C не выполняются.

Рассмотрение послеаварийных режимов из двойных ремонтных схем в силу схемных особенностей энергорайона района не выполняется.

Заключение по результатам анализа режимов работы энергорайона размещения ПС 110 кВ Нива по варианту развития электрической сети 110 кВ

Анализ необходимости замены трансформаторов показал, что для обеспечения наибольшей фактической нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Нива, ПС 110 кВ Шпагатная и ПС 110 кВ Родник и для обеспечения технологического присоединения потребителей, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, требуется:

- 1) установка двух трансформаторов мощностью 25 МВА на ПС 110 кВ Нива.
- 2) замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Шпагатная мощностью 25 и 16 МВА соответственно на трансформаторы мощностью 40 МВА

каждый (объем выполнения данного мероприятия одинаков для обоих вариантов реконструкции ПС 35 кВ Нива и не учитывается в расчете капиталовложений).

Результаты расчетов электроэнергетических режимов показали, что для обеспечения допустимых параметров электроэнергетических режимов требуется выполнить установку на Ново-Свердловской ТЭЦ АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками, действующей по УПАСК на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Нива в объеме до 8 МВт, и АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская, действующей по УПАСК на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Нива в объеме до 3 МВт.

Также для перевода ПС 35 кВ Нива и ПС 110 кВ Полевая на напряжение 110 кВ на основе предложений АО «ЕЭСК» (письмо от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109) требуется:

1) сооружение ПС 110 кВ Нива по схеме два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;

2) сооружение одноцепного ответвления в воздушном исполнении от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская ориентировочной длиной 3,3 км проводом АС 70/11 (сечение провода для ВЛ 110 кВ в соответствии с таблицей 2.5.6 «Минимальный диаметр проводов ВЛ по условиям короны и радиопомех» ПУЭ);

3) реконструкция ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с переводом на напряжение 110 кВ и ликвидацией отпайки на ПС 35 кВ Полевая протяженностью 7,33 км с применением провода АС 70/11 и присоединение ПС 110 кВ Нива по реконструируемой ВЛ одноцепным ответвлением от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками;

4) перевод ПС 35 кВ Полевая в РП 10 кВ с подключением к ПС 110 кВ Нива по двухцепной линии 10 кВ с применением провода СИП-3*50 (в соответствии с требованием пункта 5.2.3 СТО 70238424.29.240.20.001-2011 «Воздушные линии напряжением 0,4-20 кВ», сечения фазных проводов магистрали ВЛ рекомендуется принимать не менее 50 мм²).

Технико-экономическое сравнение вариантов

Капиталовложения по рассмотренным вариантам представлены в таблице 23. Капиталовложения в сетевое строительство принимались по данным укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.01.2019 № 10 (без учета НДС). Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах I квартала 2022 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал (раздел 13), указанные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз) и Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов (базовый прогноз).

По данным АО «ЕЭСК», проектно-изыскательские работы по переводу ПС 35 кВ Нива на напряжение 110 кВ были выполнены в 2013–2014 годах,

полностью корректировка проекта не требуется, учтены затраты на ПИР по установке трансформаторов 2х25 МВА (ранее проектировалась ПС 110 кВ Нива с трансформаторами 2х40 МВА). Также по данным АО «ЕЭСК» земельный участок с кадастровым номером 66:41:0000000:26364, на котором планируется сооружение ПС 110 кВ Нива, находится в собственности АО «ЕЭСК». Плата за использование земельного участка отсутствует, необходимости учета указанных затрат при расчете также отсутствует.

В варианте 2 в капиталовложениях учтены затраты на ДПТ ВЛ (КЛ) по границам земельного участка и затраты на кадастровые работы ВЛ и работы по установлению земельных отношений. Затраты на разработку и утверждение ДПТ при прохождении ВЛ по землям лесного фонда (землям, покрытым лесом) не учитывались, поскольку рассматриваемые ВЛ не будут проходить по землям лесного фонда.

Таблица 23

Капиталовложения по вариантам

Но- мер стро- ки	Наименование	Оборудование ПС, ВЛ, КЛ 10, 35, 110 кВ		Номер расце- нок УНЦ	Капитало- вложения в ценах УНЦ (01.01.2018), тыс. рублей	Капита- ловложе- ния в ценах I квартала 2022 года с учетом индексов- дефлято- ров, тыс. рублей	Соотно- шение вариантов в %
		коли- чество ячеек выключа- телей, транс- формато- ров, шт.; протя- женность линий электро- передачи, км	стоимость по УНЦ (приказ от 17.01.2019 № 10), тыс. рублей				
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Вариант 1. Замена существующих трансформаторов на ПС 35 кВ Нива	–	–	–	142 368,65	177 791,33	100,00
2.	Замена трансформаторов 35 кВ мощностью 2х5,6 МВА и 4 МВА на 2х25 МВА на ПС Нива	2	48 392,00	Т4-09 - 1..6	96 784,00	121 145,62	–
3.	Реконструкция РУ 35 кВ ПС 35 кВ Нива с заменой оборудования ячейки В 35 кВ Т-1, Т-2	2	5518,00	В3-13 - 1..5	11 036,00	13 813,89	–
4.	Замена ТТ 35 кВ ПС 35 кВ Нива в присоединениях Т-1, Т-2 с номинальным током 200 А	2	932,00	И10-01 - 1..7	1864,00	2333,19	–
5.	Проектно-изыскательские работы по ПС 35 кВ Нива	1	7500,00	П6-10	7500,00	9387,83	–

1	2	3	4	5	6	7	8
6.	Реконструкция РУ 35 кВ ПС Родник с заменой В 35 кВ Т-2	1	993,00	И7-01 - 1..3	993,00	1242,95	–
7.	Проектно-изыскательские работы по замене В 35 кВ ПС Родник	1	70,00	П6-05	70,00	87,62	–
8.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с заменой провода АС-95 и АС-70 на АС-120. Провод	10,7	503,00	Л5-03	5382,10	6736,84	–
9.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая с заменой провода АС-95 на АС-120.Провод	5,99	503,000	Л5-03	3012,97	3771,37	–
10.	Проектно-изыскательские работы по реконструкции ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с заменой провода АС-95 и АС-70 на АС-120	10,0	6270,000	П3-08	6881,52	8613,68	–
11.	Проектно-изыскательские работы по реконструкции ВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая с заменой провода АС-95 на АС-120	5,00	3300,00	П3-07	3888,06	4866,73	–
12.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская	1	1479,00	А8-04	1479,00	1851,28	–
13.	Установка УПАСК АОПО ВЛ 110 кВ Ново- Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская	2	1424,00	А8-05	2848,00	3564,87	–
14.	Проектно-изыскательские работы на установку АОПО и УПАСК ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская	1	300,00	П6-06	300,00	375,51	–
15.	Вариант 2. Сооружение ПС 110 кВ Нива с трансформаторами 2х25 МВА	–	–	–	214 356,11	268 311,95	150,91
16.	Трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА. ПС Нива	2	48 424,00	Т4-9 - 1..6	96 848,00	121 225,73	–
17.	РУ 110 кВ ПС Нива (2 ячейки КРУ 110 кВ без ЗРУ)	2	23 533,00	В5-01 - 1..3	47 066,00	58 913,04	–
18.	РУ 10 кВ ПС Нива (2 дополнительные ячейки 10 кВ для присоединения ПС Полевая)	2	1188,00	В3-01 - 1..5	2376,00	2974,07	–
19.	Проектно-изыскательские работы по замене трансформаторов ПС 110 кВ Нива	2	2900,00	П2-07	5800,00	7259,93	–

1	2	3	4	5	6	7	8
20.	Одноцепное ответвление от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская и ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Дачная с отпайками (АС-70). СМР	3,300	2267,00	Л1-04 - 1..4	7481,10	9364,18	–
21.	Одноцепное ответвление от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская и ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Дачная с отпайками (АС-70). Опоры	3,300	1944,00	Л3-04 - 1..4	6415,20	8029,98	–
22.	Одноцепное ответвление от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская и ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Дачная с отпайками (АС-70). Провод	3,300	341,00	Л5-01	1125,30	1408,55	–
23.	Разработка и утверждение ДПТ ВЛ (КЛ) по границам земельного участка для одноцепного ответвления от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская и ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Дачная с отпайками (АС-70)	3,300	271,00	П9-10	894,30	1119,41	–
24.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с переводом на напряжение 110 кВ (АС-70). СМР	7,330	2267,00	Л1-04 - 1..4	16 617,11	20 799,82	–
25.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с переводом на напряжение 110 кВ (АС-70). Опоры	7,330	1944,00	Л3-04 - 1..4	14 249,52	17 836,28	–
26.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с переводом на напряжение 110 кВ (АС-70). Провод	7,330	341,00	Л5-01	2499,53	3128,69	–
27.	Разработка и утверждение ДПТ ВЛ (КЛ) по границам земельного участка для реконструкции ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с переводом на напряжение 110 кВ	7,330	230,00	П9-11	1685,90	2110,26	–
28.	Затраты на кадастровые работы ВЛ и работы	10,630	21,51	П10-01 - 1..3	228,65	286,21	–

1	2	3	4	5	6	7	8
	по установлению земельных отношений						
29.	Строительство ВЛ 10 кВ СИП-3 50 мм ² для перевода ПС Полевая. Провод	3,0	400,00	Л7-03 - 1..4	1200,00	1502,05	–
30.	Строительство ВЛ 10 кВ (СИП-3 50 мм ²) для перевода ПС Полевая. Опоры	1,5	784,00	Л3-02 - 1	1176,00	1472,01	–
31.	Строительство ВЛ 10 кВ (СИП-3 50 мм ²) для перевода ПС Полевая. СМР	1,5	1151,00	Л1-02 - 1	1726,50	2161,08	–
32.	Проектно-изыскательские работы по строительству ВЛ 10 кВ СИП-3 50 мм ² для перевода ПС Полевая	2,0	561,00	ПЗ-02	561,00	702,21	–
33.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Ново- Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками	1	1479,00	А8-04	1479,00	1851,28	–
34.	Установка УПАСК АОПО ВЛ 110 кВ Ново- Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками	1	1424,00	А8-05	1424,00	1782,44	–
35.	Проектно-изыскательские работы на установку АОПО и УПАСК ВЛ 110 кВ Ново- Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Патруши с отпайками	1	300,00	П6-06	300,00	375,51	–
36.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская	1	1479,00	А8-04	1479,00	1851,28	–
37.	Установка УПАСК АОПО ВЛ 110 кВ Ново- Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская	1	1424,00	А8-05	1424,00	1782,44	–
38.	Проектно-изыскательские работы на установку АОПО и УПАСК ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская	1	300,00	П6-06	300,00	375,51	–

Расчет дисконтированных затрат по вариантам приведен в таблицах 26 и 27.

Технико-экономическое сравнение выполнялось в соответствии с СТО 56947007-29.240.01.271-2019 Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований.

Дисконтированные затраты рассчитывались согласно СТО 56947007-29.240.01.271-2019 Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований по формуле

(предполагается, что в первый год осуществляется строительство объекта, а со второго года наступает период его эксплуатации)

$$\bar{Z}_i = K + И \sum_{t=2}^{T_{\text{расч}}} (1 + E_{\text{н.п}})^{1-t}, \text{ где:}$$

К и И – капиталовложения и издержки в год;

$E_{\text{н.п}}$ – норматив приведения разновременных затрат (ставка дисконтирования).

В таблицах 26 и 27 выражение $(1 + E_{\text{н.п}})^{1-t}$ именуется коэффициентом дисконтирования.

Ставка дисконтирования принималась согласно СТО 56947007-29.240.01.271-2019 Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований на уровне нормы доходности инвестированного капитала для расчета тарифов на услуги по передаче электроэнергии в Единой национальной (общероссийской) электрической сети без учета инфляции (ставка дисконтирования нетто).

Норма доходности инвестированного капитала для расчета тарифов на услуги по передаче электроэнергии принята в соответствии с приказом Федеральной службы по тарифам от 21.11.2014 № 2049-э «Об утверждении нормы доходности инвестированного капитала для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по Единой национальной (общероссийской) электрической сети» в размере 10%. Размер инфляции принят в соответствии с базовым вариантом прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов (одобрен на заседании Правительства Российской Федерации 21 сентября 2021 года, протокол № 29) равным 4%. Таким образом, ставка дисконтирования, учитываемая в расчетах, принята равной 6%, расчетный период времени – 30 лет согласно СТО 56947007-29.240.01.271-2019 Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований.

В таблице 26 к капиталовложениям в ПС отнесены строки 1–6, 9, 10 таблицы 23, в ВЛ – 7, 8; в таблице 27 к капиталовложениям в ПС (кроме КРУЭ) отнесены строки 1, 3, 4, 17 таблицы 23, в КРУЭ 110 кВ – 2, в ВЛ 110 кВ – 5–16.

Ежегодные издержки рассчитывались по формуле

$$И = И_{\text{рем}} + И_{\text{обсл}} + И_{\text{п}}, \text{ где:}$$

$И_{\text{рем}}$, $И_{\text{обсл}}$ – затраты на ремонты и обслуживание;

$И_{\text{п}}$ – затраты на возмещение потерь электроэнергии.

Ежегодные издержки на ремонты и обслуживание элементов электрической сети определяются в виде отчислений от соответствующих капитальных вложений. Значения отчислений приняты по СТО 56947007-29.240.01.271-2019 Методические указания по технико-экономическому обоснованию электросетевых объектов. Эталоны обоснований (пункт 7.1, кроме КРУЭ), издержки на ремонт и обслуживание выключателей 110 кВ ПС Нива принимались согласно СТО

56947007-29.240.35.146-2013 Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанций с применением КРУЭ:

5,9% – оборудование ПС 35–110 кВ (без КРУЭ);

0,8% – ВЛ 35,110 кВ;

2,3% – КЛ 10 кВ;

1,8% – оборудование КРУЭ.

Издержки на ущерб по вариантам не учитывались, поскольку все варианты обеспечивают равную надежность.

При определении затрат на возмещение потерь электроэнергии учитывались потери электроэнергии в трансформаторах и ЛЭП по вариантам.

Потери холостого хода в трансформаторах не зависят от электрической нагрузки и принимались по справочным данным. Потери холостого хода принимались неизменной величиной в течение года. Время потерь холостого хода принималось величиной 8760 часов в год.

Ежегодные издержки на потери холостого хода в трансформаторах рассчитывались по формуле

$$I_{\text{пхх}} = C_{\text{э}} \cdot \Delta P_{\text{х}} \cdot 8760, \text{ где:}$$

$\Delta P_{\text{х}}$ – потери холостого хода трансформаторов по справочным данным;

$C_{\text{э}}$ – стоимость электрической энергии для компенсации потерь (принята по данным филиала АО «ЕЭСК» на 2022 год в размере 2,972 рубля/кВт·ч).

Нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах по вариантам рассчитывались по формуле

$$\Delta W_{\text{н}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \beta^2 \cdot \tau, \text{ где:}$$

$\Delta P_{\text{к}}$ – потери КЗ по справочным данным для трансформаторов;

β – коэффициент загрузки трансформатора, представляющий собой отношение расчетной максимальной мощности трансформатора к номинальной мощности трансформатора ($\beta = S_{\text{р}}/S_{\text{н}}$);

τ – число часов максимальных нагрузочных потерь.

Число часов максимальных нагрузочных потерь для расчета годовых нагрузочных потерь электроэнергии рассчитывалось по формуле

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760.$$

Годовое число часов использования максимума электрической нагрузки T_{max} определялось по фактическому расходу электроэнергии. По данным АО «ЕЭСК» расход электроэнергии по ПС 35 кВ Нива составил в 2021 году 49 744 759,2 кВт·ч при максимальной нагрузке ПС 35 кВ Нива по данным контрольного замера (15 декабря 2021, 20-00) 9,53 МВт, $T_{\text{max}} = W_{\text{a}}/P_{\text{max}}$ составила 5220 часов ($\tau = 3,655,69$ часов).

Ежегодные издержки на нагрузочные потери трансформаторов рассчитывались по формуле

$$И_{пн} = C_{э} \cdot \Delta W_{н}, \text{ где:}$$

$\Delta W_{н}$ – нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах в год;

$C_{э}$ – стоимость электрической энергии для компенсации потерь.

Расчет ежегодных издержек на потери в трансформаторах по вариантам представлен в таблице 24 (в таблице учитываются ПС 110 кВ Шпагатная, ПС 110 кВ Родник, ПС 35, 110 кВ Нива, так как уровень потерь по данным подстанциям изменяется в зависимости от варианта подключения ПС Нива). Максимальная нагрузка трансформаторов по вариантам принималась согласно максимальной нагрузке по данным контрольных замеров с учетом нагрузки по ТУ на ТП (нагрузка приведена в вышеприведенных разделах при анализе режимов работы энергорайона размещения ПС Нива по вариантам).

При определении затрат на возмещение потерь электроэнергии также учитывались потери электроэнергии в ЛЭП по вариантам. Затраты на ежегодные потери рассчитывались по формуле

$$И_{п} = C_{э} \cdot \Delta P_{\max} \cdot \tau, \text{ где:}$$

$\Delta P_{\max}$ – потери активной мощности в режиме наибольшей нагрузки;

τ – число часов максимальных нагрузочных потерь (3655,69 ч);

$C_{э}$ – стоимость электрической энергии для компенсации потерь.

Потери в ЛЭП определялись для нормальной схемы потокораспределения согласно расчету режимов по вариантам в RastrWin для режима зимнего максимума 2027 года при температуре -32°C. Результат расчета потерь приведен в табличном и графическом виде на рисунках 3 и 14 приложения № 12.

Расчет ежегодных издержек на потери в ЛЭП по вариантам (разница потерь) приведен в таблице 25.

Результаты технико-экономического сравнения вариантов представлены в таблице 28.

Расчет ежегодных издержек на потери в трансформаторах по вариантам

Наименование центра питания	Мощность трансформаторов (класс напряжения)	Параметры				Потери XX (кВт·ч/год)	Нагрузочные потери в трансформаторах при Tmax=5650 часов (кВт·ч/год)	Суммарные потери в трансформаторах (кВт·ч/год)	Стоимость электрической энергии для компенсации потерь (рублей/кВт·ч)	Стоимость потерь в трансформаторах в год (рублей)
		Pxx (кВт)	Pк (кВт)	S max ПС (МВА)*	Smax по одному трансформатору (МВА)					
Вариант 1										
ПС 110 кВ Шпагатная	2х40 (110/35/10 кВ)	43	200	40,43	20,215	753 360	373 470,98	1 126 830,98	2,972	8 531 228,29
ПС 35 кВ Нива	2х25 (35/6 кВ)	25	115	21,73	10,865	438 000	158 809,65	596 809,56		
	1х4	6,7	33,5	1,92	1,92	58 692	28 216,08	86 908,08		
ПС 110 кВ Родник	2х25 (110/35/10 кВ)	31	140	35,53	17,765	543 120	516 865,80	1 059 985,80		
Итого						1 793 172,00	1 077 362,42	2 870 534,42		
Вариант 2										
ПС 110 кВ Шпагатная	2х40 (110/35/10 кВ)	43	200	29,68	14,84	753 360	201 269,13	954 629,13	2,972	7 089 722,25
ПС 110 кВ Нива	2х25 (110/10/6 кВ)	27	120	24,83	12,415	473 040	216 368,50	689 408,50		
ПС 110 кВ Родник	2х25 (110/35/10 кВ)	31	140	22,01	11,005	543 120	198 347,84	741 467,84		
Итого						1 769 520,00	615 985,47	2 385 505,47		

*Максимальная нагрузка принята по разделам анализа режимов работы энергорайона размещения ПС 35 кВ Нива.

Таблица 25

Расчет ежегодных издержек на потери в ЛЭП по вариантам (разница потерь)

	Вариант 1	Вариант 2
Нагрузочные потери ЛЭП по вариантам в зимний максимум энергорайона размещения ПС Нива, МВт	1,7	1,15
Стоимость электрической энергии для компенсации потерь на 2022 год, рублей/кВт·ч	2,972	
Дополнительные затраты для компенсации потерь в ЛЭП при T _{max} =5220 часов, рублей в год	18 470 008,16	12 494 417,28

Таблица 26

Расчет дисконтированных затрат по варианту 1

Наименование	Годы																													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Инвестиции в строительство, млн. руб.	177,791	177,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
в том числе:																														
ПС 35 кВ	153,8	153,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ВЛ 35 кВ	24,0	24,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Нормативы ежегодных затрат на ремонт и содержание оборудования, %																														
ПС 35 кВ	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
ВЛ 35 кВ	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Годовые издержки по ремонту и обслуживанию объектов (без амортизации), всего, млн. руб.	268,7	0,0	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
в том числе:																														
ПС 110 кВ	263,2		9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
ВЛ 35 кВ	5,6		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
КЛ 110 кВ	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Годовые издержки на потери в трансформаторах, млн.руб.	247,4		8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531	8,531
Годовые издержки на потери ЛЭП, млн.руб.	535,6		18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470	18,470
Суммарные недисконтированные затраты, млн. руб	1229,5	177,8	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3
Коэффициент дисконтирования при ставке сравнения 6 %		1,00	0,94	0,89	0,84	0,79	0,75	0,70	0,67	0,63	0,59	0,56	0,53	0,50	0,47	0,44	0,42	0,39	0,37	0,35	0,33	0,31	0,29	0,28	0,26	0,25	0,23	0,22	0,21	0,20
Суммарные дисконтированные затраты при ставке сравнения 6 %, млн. руб.	670,7	177,8	34,21	32,28	30,45	28,73	27,10	25,57	24,12	22,75	21,47	20,25	19,11	18,02	17,00	16,04	15,13	14,28	13,47	12,71	11,99	11,31	10,67	10,06	9,49	8,96	8,45	7,97	7,52	7,10

Расчет дисконтированных затрат по варианту 2

Наименование	Годы																														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Инвестиции в строительство, млн. руб.	268,312	268,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
в том числе:																															
КЛ 10 кВ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ПС 110 кВ	139,5	139,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
КРУ 110 кВ	58,9	58,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ВЛ 10-110 кВ	69,9	69,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Нормативы ежегодных затрат на ремонт и содержание оборудования, %																															
КЛ 10 кВ	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
ПС 110 кВ	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
КРУ 110 кВ	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
ВЛ 10-110 кВ	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Годовые издержки по ремонту и обслуживанию объектов (без амортизации), всего, млн. руб.	285,6	0,0	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
в том числе:																															
КЛ 10 кВ	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ПС 110 кВ	238,6		8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
ВЛ 10-110 кВ	16,2		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
КРУ 110 кВ	30,8		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Годовые издержки на потери в трансформаторах, млн.руб.	205,6		7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090	7,090
Годовые издержки на потери ЛЭП, млн.руб.	362,3		12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494	12,494
Суммарные недисконтированные затраты, млн. руб	1121,9	268,3	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4	29,4
Коэффициент дисконтирования при ставке сравнения 6 %		1,00	0,94	0,89	0,84	0,79	0,75	0,70	0,67	0,63	0,59	0,56	0,53	0,50	0,47	0,44	0,42	0,39	0,37	0,35	0,33	0,31	0,29	0,28	0,26	0,25	0,23	0,22	0,21	0,20	0,18
Суммарные дисконтированные затраты при ставке сравнения 6 %, млн. руб.	668,3	268,3	27,8	26,2	24,7	23,3	22,0	20,7	19,6	18,5	17,4	16,4	15,5	14,6	13,8	13,0	12,3	11,6	10,9	10,3	9,7	9,2	8,7	8,2	7,7	7,3	6,9	6,5	6,1	5,8	5,4

Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Номер строки	Наименование показателя	Вариант 1	Вариант 2
1.	Всего капиталовложений по схеме, млн. рублей	177,7914	268,3120
2.	Всего капиталовложений по схеме, процентов	100,0	150,9
3.	В том числе:	–	–
4.	КЛ 10 кВ	0,0	0,0
5.	ПС 35–110 кВ	153,8	139,5
6.	КРУ 110 кВ	0,0	58,9
7.	ВЛ 10–110 кВ	24,0	69,9
8.	Суммарные дисконтированные затраты по варианту (ставка дисконта 6%), млн. рублей	670,7	668,3
9.	Суммарные дисконтированные затраты по варианту (ставка дисконта 6%), процентов	100,4	100,0

Анализ технико-экономического сравнения вариантов по дисконтированным затратам показал, что вариант 2 является более экономичным и рекомендуется для развития энергорайона размещения ПС 35 кВ Нива. Вариант 2 включает в себя:

1) сооружение ПС 110 кВ Нива по схеме два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий с установкой двух трансформаторов мощностью 25 МВА каждый;

2) сооружение одноцепного ответвления в воздушном исполнении от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская ориентировочной длиной 3,3 км проводом АС 70/11;

3) реконструкцию ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с переводом на напряжение 110 кВ и ликвидацией отпайки на ПС 35 кВ Полевая протяженностью 7,33 км с применением провода АС 70/11 и присоединение ПС 110 кВ Нива по реконструируемой ВЛ одноцепным ответвлением от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками;

4) перевод ПС 35 кВ Полевая в РП 10 кВ с подключением к ПС 110 кВ Нива по двухцепной линии 10 кВ с применением провода СИП-3 50 мм²;

5) установку на Ново-Свердловской ТЭЦ АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками, действующей по УПАСК на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Нива в объеме до 8 МВт, и АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская, действующей по УПАСК на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Нива в объеме до 3 МВт.

Также анализ загрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Шпагатная показал, что вне зависимости от рекомендуемого варианта развития района размещения ПС 35 кВ Нива требуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Шпагатная мощностью 25 и 16 МВА соответственно на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

Параграф 15. Реконструкция ПС 110 кВ Свобода

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

По состоянию на 1 марта 2022 года:

1) на ПС 110 кВ Свобода установлен Т-1 мощностью 10 МВА (ТДТН-10000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1966 году, текущий ИТС равен 62,45);

2) на ПС 110 кВ Сысерть установлен Т-1 мощностью 10 МВА (ТДН-10000/110/10, введен в эксплуатацию в 1986 году, текущий ИТС равен 64,65).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417.

Перегрузочная способность Т-1 ПС 110 кВ Свобода и Т-1 ПС 110 кВ Сысерть, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 31.

По результатам анализа контрольных замеров 2017–2021 годов наибольшая величина фактической нагрузки трансформаторов имела место в зимний период 2017 года. В качестве расчетной температуры принята температура, равная $-7,5^{\circ}\text{C}$, соответствующая значению температуры на дату зимнего контрольного замера 2017 года для Полевского энергорайона энергосистемы Свердловской области.

Наибольшая величина фактической нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Свобода по данным зимнего контрольного замера 2017 года составила $7,62+j2,45=8,0$ МВА, ПС 110 кВ Сысерть – $8,6+j3,05=9,12$ МВА.

При отключении трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть произойдет погашение нагрузки на указанной ПС. Отключенную нагрузку на ПС 110 кВ Сысерть возможно (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417) оперативно перевести на питание по сети 10 кВ от ПС 110 кВ Свобода (параметры режима работы указанной электрической сети 10 кВ при этом находятся в области допустимых значений). Величина нагрузки Т-1 на ПС 110 кВ Свобода в этом случае может составить $16,22+j5,5=17,13$ МВА и превысить величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха, равную 11,88 МВА ($S_{\text{ддт}} = 1,188 \cdot S_{\text{ном}} = 11,88$ МВА). Отключение Т-1 ПС 110 кВ Свобода приведет к аналогичной схемно-режимной ситуации в отношении Т-1 ПС 110 кВ Сысерть.

Перевод отключенной нагрузки (части нагрузки) потребителей ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть по распределительной сети напряжения 10 кВ на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих

электрических связей (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417).

Анализ наибольшей величины нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции) показал, что расчетная величина нагрузки Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть (Т-1 на ПС 110 кВ Свобода) при отключении Т-1 на ПС 110 кВ Свобода (Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть) составит $16,22+j5,5=17,13$ МВА. Для обеспечения длительно допустимой нагрузки Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть (Т-1 на ПС 110 кВ Свобода) мощностью 10 МВА в схеме, сложившейся после отключения Т-1 на ПС 110 кВ Свобода (Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть), требуются мероприятия по строительству и реконструкции объектов электрической сети.

Для обеспечения допустимой нагрузки Т-1 на ПС 110 кВ Свобода мощностью 10 МВА в схеме, сложившейся после отключения Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть, необходима установка второго трансформатора на ПС 110 кВ Свобода мощностью не менее 8,56 МВА. С учетом возможного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Свобода мощность второго устанавливаемого трансформатора должна быть не менее 8,0 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузок может составить на ПС 110 кВ Свобода $1,98+j0,79=2,13$ МВА, на ПС 110 кВ Сысерть – $0,74+j0,29=0,79$ МВА.

С учетом данных об объеме присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП величина перспективной нагрузки существующих трансформаторов (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов) ПС 110 кВ Свобода может составить $9,6+j3,24=10,13$ МВА, на ПС 110 кВ Сысерть – $9,34+j3,34=9,92$ МВА.

Для существующих трансформаторов с учетом указанного выше объема присоединяемой нагрузки по действующим ТУ на ТП в случае отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть произойдет погашение нагрузки ПС 110 кВ Сысерть. Отключенную нагрузку ПС 110 кВ Сысерть возможно (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417) оперативно перевести на питание по сети 10 кВ от ПС 110 кВ Свобода (параметры режима работы указанной электрической сети 10 кВ при этом находятся в области допустимых значений), но недопустимо по условию загрузки Т-1 на ПС 110 кВ Свобода (в рассматриваемый зимний период перевод погашенной нагрузки на ПС 110 кВ Свобода в полном объеме может привести к недопустимой перегрузке Т-1 на ПС 110 кВ Свобода). Отключение Т-1 ПС 110 кВ Свобода приведет к аналогичной схемно-режимной ситуации в отношении Т-1 ПС 110 кВ Сысерть.

Перевод отключенной нагрузки (части нагрузки) потребителей ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть по распределительной сети напряжения 10 кВ на другие центры питания невозможен ввиду отсутствия соответствующих

электрических связей (письмо филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417).

Анализ перспективной нагрузки существующих трансформаторов Т-1 на ПС 110 кВ Свобода и Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанций) с учетом суммарной активной нагрузки новых потребителей, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть в соответствии с ТУ на ТП (с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки), показал, что расчетная величина перспективной нагрузки трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Сысерть (Т-1 ПС 110 кВ Свобода) при отключении Т-1 ПС 110 кВ Свобода (Т-1 ПС 110 кВ Сысерть) может составить $18,94 + j6,59 = 20,05$ МВА. Для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть исходя из допустимой нагрузки Т-1 ПС 110 кВ Свобода (Т-1 ПС 110 кВ Сысерть) в схеме, сложившейся после отключения Т-1 ПС 110 кВ Сысерть (Т-1 ПС 110 кВ Свобода), требуются мероприятия по строительству и реконструкции объектов электрической сети.

С учетом возможного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Сысерть мощность второго устанавливаемого трансформатора на ПС 110 кВ Свобода должна быть не менее 10,02 МВА. С учетом возможного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Свобода мощность второго устанавливаемого трансформатора на ПС 110 кВ Свобода должна быть не менее 10,13 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

В соответствии с информацией филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» (письмо от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417) значение текущего ИТС существующего Т-1 ПС 110 кВ Свобода мощностью 10 МВА ниже 70, в связи с чем в рамках реконструкции подстанции с установкой Т-2 мощностью 16 МВА филиалом ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» также планируется выполнить замену Т-1 ПС 110 кВ Свобода. Мощность заменяемого трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Свобода выбирается исходя из тех же расчетных условий, что и мощность устанавливаемого Т-2 ПС 110 кВ Свобода, и составит 16 МВА. До замены Т-1 ПС 110 кВ Свобода работоспособность оборудования должна быть обеспечена компенсирующими мероприятиями при проведении технического обслуживания и ремонтов: проведение учащенного технического обслуживания, анализа масла, осмотров, испытания оборудования, тепловизионного контроля, противопожарного опаживания, текущего и капитального ремонтов силового оборудования, ремонтов зданий и сооружений.

Таким образом, для обеспечения наибольшей фактической нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть требуется установка Т-2 на ПС 110 кВ Свобода мощностью 10 МВА. На основании ИТС ниже 70 собственником также планируется выполнить замену Т-1 ПС 110 кВ Свобода мощностью 10 МВА. Для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Свобода требуется установка Т-2 мощностью 16 МВА. На основании ИТС ниже 70

собственником планируется выполнить замену Т-1 ПС 110 кВ Свобода мощностью 10 МВА, при этом с учетом технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Свобода и ПС 110 кВ Сысерть, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы развития действующие ТУ на ТП, мощность Т-1 составит 16 МВА.

До выполнения реконструкции ПС 110 кВ Свобода работоспособность оборудования должна быть обеспечена компенсирующими мероприятиями при проведении технического обслуживания и ремонтов: проведение учащенного технического обслуживания, анализа масла, осмотров, испытания оборудования, тепловизионного контроля, противопожарного опаживания, текущего и капитального ремонтов силового оборудования, ремонтов зданий и сооружений.

Параграф 16. Реконструкция ПС 110 кВ Свердловская

По состоянию на 1 марта 2022 года на ПС 110 кВ Свердловская установлены:

- 1) Т-1 мощностью 31,5 МВА (ТДТН-31500/110/35/10, введен в эксплуатацию в 1993 году, текущий ИТС равен 69,25);
- 2) Т-2 мощностью 40 МВА (ТДТН-40000/110/35/10, введен в эксплуатацию в 2018 году, текущий ИТС равен 98,98).

На основании значения текущего ИТС ниже 70 трансформатор Т-1 требует замены. Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417.

По результатам анализа контрольных замеров 2017–2021 годов наибольшая величина фактической нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Свердловская имела место в зимний период 2021 года.

Наибольшая величина нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Свердловская по данным зимнего контрольного замера 2021 года составила $20,14 + j7,54 = 21,51$ МВА. По информации филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» (письмо от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417) наибольшая величина фактической нагрузки ПС 110 кВ Свердловская зафиксирована по данным телеметрической информации на ПС 110 кВ Свердловская на 3 февраля 2022 года и составила $28,67 + j12,16 = 31,14$ МВА.

Согласно письму филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417 перевод нагрузки с ПС 110 кВ Свердловская по распределительной сети 35 кВ на другие центры питания (ПС 110 кВ Куйбышевская) недопустим, так как уровни напряжения в точках присоединения указанных потребителей к электрической сети с учетом проведения всех возможных схемно-режимных мероприятий не соответствуют допустимым параметрам, определенным в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» (далее – ГОСТ 32144-2013).

Анализ наибольшей фактической загрузки трансформаторов ПС 110 кВ Свердловская (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных

на снижение загрузки трансформаторов подстанции) показал, что расчетная величина нагрузки трансформатора Т-1 при отключении Т-2 составит 31,14 МВА.

С учетом возможного отключения Т-2 мощность оставшегося в работе трансформатора Т-1 должна быть не менее 31,21 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА. Установка Т-1 выполняется с целью замены существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Свердловская, необходимость реконструкции которого подтверждается на основании ИТС ниже 70.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Свердловская с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить $0,72+j0,29=0,78$ МВА.

С учетом данных об объеме присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП величина перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 110 кВ Свердловская может составить $29,39+j12,45=31,92$ МВА.

Анализ перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 110 кВ Свердловская (с учетом отсутствия схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки) показал, что расчетная величина перспективной нагрузки трансформатора Т-1 при отключении Т-2 составит 31,92 МВА. С учетом возможного отключения Т-2 мощность оставшегося в работе трансформатора Т-1 должна быть не менее 31,92 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА. Установка Т-1 выполняется с целью замены существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Свердловская, необходимость реконструкции которого подтверждается на основании ИТС ниже 70.

Таким образом, требуется замена существующего трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Свердловская, необходимость реконструкции которого подтверждается на основании ИТС ниже 70, на трансформатор мощностью 40 МВА. С учетом технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Свердловская, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Свердловская также требуется замена трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью 40 МВА.

До выполнения реконструкции ПС 110 кВ Свердловская работоспособность оборудования должна быть обеспечена компенсирующими мероприятиями при проведении технического обслуживания и ремонтов: проведение учащенного технического обслуживания, анализа масла, осмотров, испытания оборудования, тепловизионного контроля, противопожарного опаживания, текущего и капитального ремонтов силового оборудования, ремонтов зданий и сооружений.

Параграф 17. Реконструкция ПС 110 кВ Алмазная

По состоянию на 1 февраля 2022 года на ПС 110 кВ Алмазная установлены:

1) Т-1 мощностью 6,3 МВА (ТМН-6,3/110/10, введен в эксплуатацию в 1988 году, текущий ИТС равен 92);

2) Т-2 мощностью 6,3 МВА (ТМН-6,3/110/10, введен в эксплуатацию в 1990 году, текущий ИТС равен 94).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109.

Перегрузочная способность Т-1 и Т-2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 31.

По результатам анализа контрольных замеров 2017–2021 годов наибольшая величина фактической нагрузки трансформаторов имела место в зимний период 2019 года. В качестве расчетной температуры принята температура, равная $-5,7^{\circ}\text{C}$, соответствующая значению на дату зимнего контрольного замера 2019 года для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области.

Наибольшая величина фактической нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Алмазная по данным зимнего контрольного замера 2019 года составила $8,2+j2,22=9,1$ МВА.

При отключении Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Алмазная величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 (Т-1) мощностью 6,3 МВА может составить $8,2+j2,22=9,1$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха, равную 7,43 МВА ($S_{\text{ддт}}=1,179 \cdot S_{\text{ном}}=7,43$ МВА).

Согласно письму АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109 на ПС 110 кВ Алмазная имеется возможность перевода нагрузки по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания (часть нагрузки потребителей присоединений 10 кВ РП 282-1, РП 282-2 на ПС 110 кВ Братская,) в объеме $0,4+j0,16=0,43$ МВА.

С учетом выполнения схемно-режимного мероприятия при отключении Т-1 (Т-2) величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 (Т-1) мощностью 6,3 МВА может составить $8,42+j2,06=8,67$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки, равную 7,43 МВА.

Анализ наибольшей величины нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Алмазная в день контрольного замера (с учетом схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформатора ПС) показал, что расчетная величина нагрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 8,67 МВА. Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 8,67 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Алмазная с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить $2,03+j0,81=2,19$ МВА.

С учетом данных об объеме присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП величина перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 110 кВ Алмазная (с учетом схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов ПС) может составить $10,45+j2,87=10,84$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки, равную 7,43 МВА.

Анализ перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 110 кВ Алмазная с учетом возможности выполнения схемно-режимных мероприятий по переводу нагрузки в послеаварийном режиме с учетом суммарной активной нагрузки новых потребителей, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Алмазная в соответствии с ТУ на ТП (с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки), показал, что расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 10,84 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 10,84 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

Таким образом, для обеспечения допустимой нагрузки трансформаторов с учетом фактической максимальной нагрузки на ПС 110 кВ Алмазная требуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 10 МВА каждый, а для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Алмазная, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Алмазная требуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.

Параграф 18. Реконструкция ПС 110 кВ Керамик

По состоянию на 1 февраля 2022 года на ПС 110 кВ Керамик установлены:

- 1) Т-1 мощностью 10 МВА (ТДНГ-10/110/6, введен в эксплуатацию в 1962 году, текущий ИТС равен 75);
- 2) Т-2 мощностью 10 МВА (ТДНГ-10/110/6, введен в эксплуатацию в 1970 году, текущий ИТС равен 85).

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109.

Перегрузочная способность Т-1 и Т-2, срок эксплуатации которых превысил 30 лет, определяется собственником оборудования (письмо АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109) в соответствии с требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81. Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности приведены в таблице 31.

По результатам анализа контрольных замеров 2017–2021 годов наибольшая величина фактической нагрузки трансформаторов имела место в 2021 году и принята для дальнейших расчетов. В качестве расчетной температуры принята температура, равная $-5,5^{\circ}\text{C}$, соответствующая значению на дату зимнего контрольного замера 2021 года для Екатеринбургского энергорайона энергосистемы Свердловской области.

Наибольшая величина фактической нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Керамик по данным зимнего контрольного замера 2021 года составила $11,16+j7,43=13,41$ МВА.

При отключении Т-1 (Т-2) величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 (Т-1) может составить $11,16+j7,43=13,41$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха, равную 11,78 МВА ($S_{\text{ддт}}=1,178 \cdot S_{\text{ном}}=11,78$ МВА).

Согласно письму АО «ЕЭСК» от 28.02.2022 № ЕЭСК/001/123/1109 на ПС 110 кВ Керамик имеется возможность перевода нагрузки по распределительной сети низкого напряжения на другие центры питания (часть нагрузки потребителей присоединения Тяг. 27 на ПС 110 кВ Сотая) в объеме $0,3+j0,12=0,32$ МВА.

С учетом выполнения схемно-режимного мероприятия при отключении Т-1 (Т-2) величина нагрузки оставшегося в работе Т-2 (Т-1) мощностью 10 МВА может составить $10,86+j7,31=13,09$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки, равную 11,78 МВА.

Анализ наибольшей величины нагрузки трансформаторов ПС 110 кВ Керамик в день контрольного замера (с учетом схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов ПС) показал, что расчетная величина нагрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 13,09 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью не менее 13,09 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

Прирост нагрузки по действующим ТУ на ТП на ПС 110 кВ Керамик с учетом эффекта совмещения максимумов нагрузки может составить $4,17+j1,67=4,49$ МВА.

С учетом данных об объеме присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими ТУ на ТП величина перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 110 кВ Керамик (с учетом схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов ПС) может составить $15,03+j8,98=17,51$ МВА, что превысит величину длительно допустимой нагрузки, равную 11,78 МВА.

Анализ перспективной нагрузки существующих трансформаторов ПС 110 кВ Керамик с учетом возможности выполнения схемно-режимных мероприятий по переводу нагрузки в послеаварийном режиме с учетом суммарной активной нагрузки новых потребителей, планирующих технологическое присоединение к ПС 110 кВ Керамик в соответствии с ТУ на ТП (с учетом эффекта совмещения

максимумов нагрузки), расчетная величина загрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при отключении Т-2 (Т-1) составит 17,51 МВА.

Необходима замена Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 17,51 МВА каждый. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Таким образом, для обеспечения допустимой нагрузки трансформаторов с учетом фактической максимальной нагрузки на ПС 110 кВ Керамик требуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый, а для обеспечения технологического присоединения потребителей к ПС 110 кВ Керамик, имеющих на момент разработки настоящих схемы и программы действующие ТУ на ТП, на ПС 110 кВ Керамик, требуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

Параграф 19. Замена БСК на ПС 110 кВ Михайловская

По состоянию на 1 марта 2022 года на ПС 110 кВ Михайловская установлена БСК – КС1-0,66-20У1 (2436 штук), мощность батареи (установленная/расчетная) – 48,72/33,52 Мвар.

Согласно письму филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417 установленная БСК содержит запрещенные стойкие органические загрязнители (полихлорированные бифенилы) и не соответствует требованиям Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях (ратифицирована Федеральным законом от 27 июня 2011 года № 164-ФЗ «О ратификации Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях»), так как содержит полихлорированные бифенилы и в соответствии с информацией собственника требует замены.

На ПС 110 кВ Михайловская необходимо заменить установленную БСК, подлежащую утилизации, на БСК мощностью 33,52 Мвар.

Параграф 20. Реконструкция КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками от опоры № 26 до опоры № 128 с заменой опор и провода ЛЭП (ориентировочной протяженностью по трассе 19,83 км)

КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками введена в эксплуатацию в 1939 году.

По состоянию на 1 февраля 2022 года текущий ИТС КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками равен 38,31.

Значение ИТС приведено в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417.

На основании значения текущего ИТС ниже 70 требуется реконструкция КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками на участке от опоры № 26 до опоры № 128 (ориентировочной протяженностью по трассе 19,83 км) с заменой опор на металлические и железобетонные и существующего провода М-70 на провод с аналогичной ДТН.

До выполнения реконструкции КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками техническое состояние должно быть обеспечено за счет следующих компенсирующих мероприятий в рамках технического обслуживания и ремонтов: проведение учащенного инженерного осмотра, измерение габаритов, проверка состояния опор, замер сопротивления контура заземления, подрезка деревьев, устранение аварийных дефектов.

Параграф 21. Реконструкция ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от порталов ПС 110 кВ Хромпик до порталов 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская с заменой опор и провода ЛЭП (ориентировочной протяженностью по трассе 10,62 км)

ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I, II цепь с отпайками введена в эксплуатацию в 1961 году.

По состоянию на 1 февраля 2022 года текущий ИТС ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I цепь с отпайками составляет 35,37, ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик II цепь с отпайками составляет 39,51.

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417.

На основании значения текущего ИТС ниже 70 требуется выполнение реконструкции ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от порталов ПС 110 кВ Хромпик до порталов 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская (ориентировочной протяженностью по трассе 10,62 км) с заменой опор на металлические и железобетонные, с заменой существующего провода АС-300 на провод с аналогичной ДТН АСК-300.

До выполнения реконструкции ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I, II цепь с отпайками техническое состояние должно быть обеспечено за счет следующих компенсирующих мероприятий в рамках технического обслуживания и ремонтов: проведение учащенного инженерного осмотра, измерение габаритов, проверка состояния опор, замер сопротивления контуров заземления, подрезка деревьев, устранение аварийных дефектов.

Параграф 22. Реконструкция ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень на участке от портала ПС 110 кВ Чекмень до опоры № 22 (ориентировочной протяженностью по трассе 9,35 км) и ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень на участке от порталов ПС 110 кВ Чекмень до порталов ПС 110 кВ Европейская (ориентировочной протяженностью по трассе 26,5 км) с заменой опор и провода ЛЭП

ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень и ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень введены в эксплуатацию в 1933 году.

По состоянию на 1 февраля 2022 года текущий ИТС ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень составляет 31,63 и ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень составляет 61,46.

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417.

На основании текущего ИТС ниже 70 требуется выполнение реконструкции ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень на участке от портала ПС 110 кВ Чекмень до опоры № 22 (ориентировочной протяженностью по трассе 9,35 км) и ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень на участке от порталов ПС 110 кВ Чекмень до порталов ПС 110 кВ Европейская (ориентировочной протяженностью по трассе 26,5 км) с заменой опор на металлические и железобетонные, с заменой существующих проводов СА-95 (согласно отчету технического состояния ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень (направлен письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 21.02.2022 № СЭ/01/21/1278) аналогом провода СА-95 является провод АС-150), М-95 и АС-150 на провод с аналогичной ДТН.

Параграф 23. Реконструкция ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от опоры № 176 до портала ПС 110 кВ Хромпик (в районе города Первоуральска) с заменой опор и провода ЛЭП (ориентировочной протяженностью по трассе 4,5 км)

ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками введена в эксплуатацию в 1933 и 1951 годах соответственно.

По состоянию на 1 февраля 2022 года текущий ИТС для ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I цепь с отпайками составляет 38,26, для ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик II цепь с отпайками составляет 41,9.

Значения ИТС приведены в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417.

На основании значения текущего ИТС ниже 70 требуется выполнение реконструкции ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками с заменой опор на металлические и железобетонные, с заменой существующего провода АС-150.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов на 2022 год и период 2023–2027 годов показали, что увеличение пропускной способности ЛЭП не требуется.

На согласительном совещании в Министерстве энергетики Российской Федерации по вопросу «О рассмотрении замечаний к доработанному проекту корректировки инвестиционной программы ОАО «МРСК Урала» на 2018–2022 годы (протокол от 09.10.2019 № 09-2020-пр) по инвестиционному проекту «Реконструкция ВЛ 110 кВ СУГРЭС – Хромпик 1, 2 (в районе города Первоуральска) (4,488 км, 1,2 га, 1 шт.) 1 этап» было принято решение с учетом фактической реализации проекта на 50% (по информации ОАО «МРСК Урала») сохранить параметры инвестиционного проекта без изменений (замена провода АС-150/24 на участках ЛЭП от опоры № 176 до опоры № 183 и от опоры № 190 до опоры № 209 на провод АС-240/39).

Замена провода АС-150 на АС-240 предусмотрена также в соответствии с пунктом 1.15 плана-графика организационно-технических мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей Первоуральского энергорайона, утвержденного Министром энергетики и жилищно-коммунального

хозяйства Свердловской области, руководителем штаба по обеспечению безопасности электроснабжения на территории Свердловской области в 2015 году.

Таким образом, планируется выполнение реконструкции ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от опоры № 176 до портала ПС 110 кВ Хромпик (ориентировочной протяженностью по трассе 4,5 км) с заменой опор на металлические и железобетонные, с заменой существующего провода АС-150 на провод АС-240 или аналогичный по длительно допустимым токовым нагрузкам.

Согласно письму филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 21.02.2022 № СЭ/01/21/1278 в 2016 году начата реконструкция ЛЭП с заменой провода на АС-240. К настоящему времени выполнена реконструкция ЛЭП от портала Среднеуральской ГРЭС до опоры № 176 (2х27,7 км). В соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 21.02.2022 № СЭ/01/21/1278 в период 2023–2027 годов предусматривается реконструкция на участке ЛЭП от опоры № 200 до портала ПС 110 кВ Хромпик (1 км), завершающий этап реконструкции на участке ЛЭП от опоры № 176 до опоры № 200 запланирован на 2028 год.

**Параграф 24. Реконструкция транзита ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка –
Шамары – Глухарь с образованием ВЛ 110 кВ Глухарь – Вогулка,
ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка, ВЛ 110 кВ Глухарь – Шамары
и ВЛ 110 кВ Шаля – Шамары**

В настоящее время на одних опорах совместно с существующими ВЛ 110 кВ Вогулка – Шамары, ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка, ВЛ 110 Глухарь – Шамары выполнена подвеска второй цепи транзита 110 кВ Шаля – Вогулка – Шамары – Глухарь проводом АС 120/19. Для ввода в работу второй цепи требуется выполнение следующих мероприятий (в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417):

1) демонтаж перемычки между цепями линии на опоре № 1 ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка;

2) соединение шлейфов на опорах № 1, 81, на опоре № 5 демонтаж перемычки между цепями линии ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка для образования ВЛ 110 кВ Шаля – Шамары;

3) реконструкция участка ВЛ 110 кВ Глухарь – Шамары с подвеской провода АС 120/19 между опорой № 69 и приемным порталом ПС 110 кВ Глухарь протяженностью 0,06 км;

4) соединение шлейфов на опорах № 67–69 ВЛ 110 кВ Глухарь – Шамары;

5) перевод проводов ВЛ 110 кВ Глухарь – Шамары на ВЛ 110 кВ Глухарь – Вогулка с левой стороны на правую сторону на опоре № 67 в сторону портала ПС 110 кВ Глухарь;

6) демонтаж на опоре № 2 перемычки между цепями линии ВЛ 110 кВ Глухарь – Шамары;

7) соединение шлейфов на опоре № 2 ВЛ 110 кВ Глухарь – Шамары;

8) соединение шлейфов на опоре № 5 между цепями линии ВЛ 110 кВ Вогулка – Шамары.

В таблице 29 приведен расчет стоимости капитальных затрат на включение второй цепи транзита 110 кВ Шаля – Вогулка – Шамары – Глухарь (в соответствии с письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417), который составит 384,09 тыс. рублей без НДС. Согласно письму Свердловской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» от 11.03.2021 № исх-1651/СвердНТЭ существующее оборудование на ПС 110 кВ транзита Шаля – Вогулка – Шамары – Глухарь, предназначенное для ввода в работу вновь образуемых ВЛ 110 кВ, пригодно к использованию, таким образом, капитальные затраты на реконструкцию указанных ПС 110 кВ отсутствуют.

Таблица 29

Расчет стоимости капитальных затрат на включение второй цепи транзита 110 кВ Шаля – Вогулка – Шамары – Глухарь

Номер строки	Характеристика оборудования или виды работ	Тыс. рублей
1.	Сметная стоимость:	375,15
2.	строительных и монтажных работ	322,40
3.	оборудования	0,00
4.	прочих затрат	52,74
5.	в том числе проектные работы	21,33
6.	Сметная стоимость, всего	450,18
7.	НДС (20%)	75,03
8.	Итого, сметная стоимость в прогнозном уровне цен, без НДС	384,09

Согласно расчету технологических потерь электроэнергии в электрических сетях (направлен письмом филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 25.02.2022 № СЭ/01/21/1417), выполненному в соответствии с техническими характеристиками и паспортными данными линии электропередачи, на основании Методики расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде (приложение № 1 к инструкции по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям, утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям») годовая экономия от снижения потерь электроэнергии составит 207,97 тыс. рублей (таблица 30).

В строке 3 таблицы 30 показана годовая экономия с учетом средней нерегулируемой цены покупки потерь в сетях филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», учтенной в тарифно-балансовых решениях на 2022 год

в размере 2,925588 рубля/кВт·ч. Согласно представленному обоснованию включение второй цепи транзита 110 кВ Шаля – Вогулка – Шамары – Глухарь экономически целесообразно с учетом срока окупаемости в течении двух лет.

Таблица 30

Снижение потерь электроэнергии

Номер строки	Показатель	До реконструкции	После реконструкции
1.	Оценочно годовые потери, тыс. кВт·ч/год	860,25	789,17
2.	Оценочно годовые потери, тыс. рублей/год	2516,75	2308,78
3.	Оценочно годовая экономия от снижения потерь, тыс. рублей/год	–	207,97

Таблица 31

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов без ограничения длительности

Срок эксплуатации трансформатора	Коэффициент допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) существующих трансформаторов ($K_{пер}$) при температуре наружного воздуха, °С						
	-20	-10	0	10	20	30	40
30 лет и более	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Глава 28. 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 Свердловской 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 Свердловской 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 Свердловской области на долю ввозимого в область энергоресурса каждого вида не должно приходиться более 30–40% от суммарного потребления.

Потребление топливных ресурсов в электроэнергетике в 2021 году и планируемое потребление топливных ресурсов в электроэнергетике в 2027 году представлены на рисунках 26 и 27.

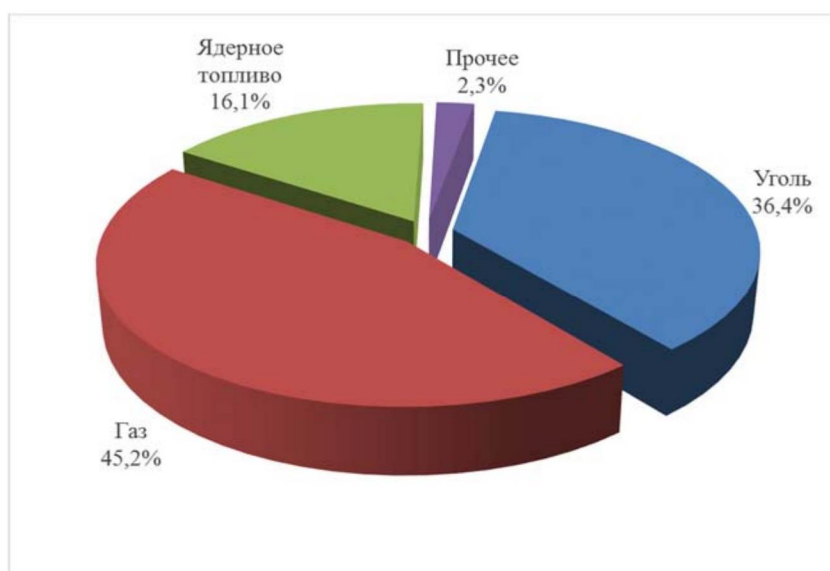


Рисунок 26. Потребление топливных ресурсов в электроэнергетике в 2021 году

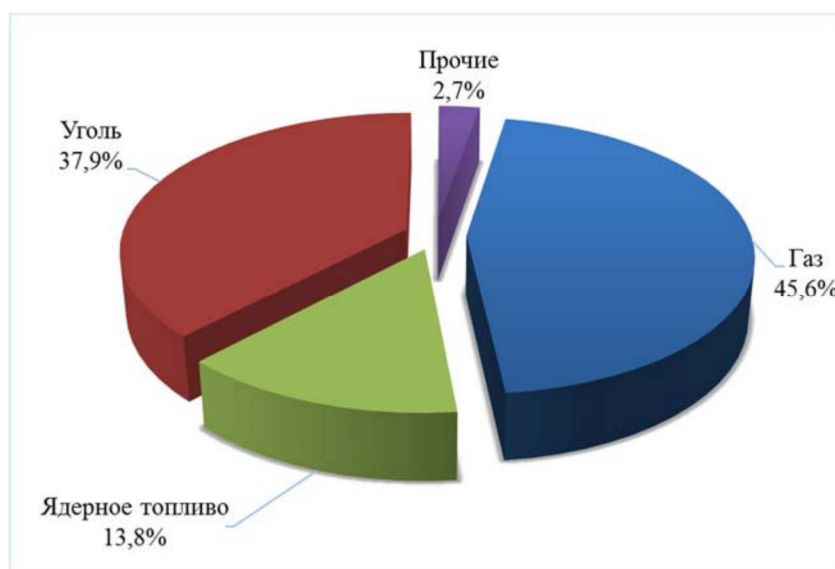


Рисунок 27. Планируемое потребление топливных ресурсов в электроэнергетике в 2027 году

Глава 29. 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 2022 года централизованным электроснабжением, представлен в таблице 32. Подключение их к централизованной электросети нецелесообразно в силу дороговизны, переселение населения этих населенных пунктов невозможно в связи с необходимостью 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 32

Перечень населенных пунктов, расположенных на территории Свердловской области, не охваченных на 1 марта 2022 года централизованным электроснабжением

Номер строки	Наименование муниципального образования, расположенного на территории Свердловской области	Населенный пункт
1	2	3
1.	Город Нижний Тагил	д. Нижняя Ослянка
2.	Гаринский городской округ	с. Ерёмино, д. Шантальская, с. Шабурово, пос. Ликино, пос. Новый Вагиль

1	2	3
3.	Ивдельский городской округ	пос. Понил, пос. Митяево, пос. Суеватпауль, пос. Хандыбина Юрта, пос. Юрта Анямова, пос. Бахтиярова Юрта, пос. Ушма, пос. Массавы, пос. Пакина, пос. Пристань, пос. Юркино
4.	Каменск-Уральский городской округ Свердловской области	д. Монастырка
5.	Махнёвское муниципальное образование	пос. Калач
6.	Туринский городской округ	с. 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 учитывать, что при отказе от развития локальной малой генерации и 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 ЭСК 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.

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 городов 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) парогазовой установки на природном газе;

2) завода по сжижению природного газа для транспортировки в газовозах и последующей его регазификации для использования в котельных и на ТЭС Свердловской области;

3) газогенераторной парогазовой теплоэлектростанции на торфе;

4) завода по производству метанола или синтетического жидкого топлива из торфа;

5) технологий по использованию диметилового эфира.

Для решения задач по повышению уровня комфортного проживания граждан в населенных пунктах, указанных в таблице 32, а также в иных населенных пунктах с использованием объектов малой энергетики целесообразно проведение следующих мероприятий:

1) подготовки технико-экономических обоснований по способу энергообеспечения населенных пунктов (строительства электрических сетей или внедрения устройств локального энергообеспечения на базе перечня наилучших доступных технологий);

2) утверждения перечня населенных пунктов, в которых возможно создание опережающими темпами современных систем автономного электроснабжения;

3) разработки областной программы создания систем автономного энергообеспечения согласно разработанным технико-экономическим обоснованиям.

Глава 30. Информация о кадровых ресурсах в электроэнергетике Свердловской области

Среднесписочная численность работников организаций по виду экономической деятельности: обеспечение электрической энергией, газом и паром, кондиционирование воздуха – в 2021 году составила 48,9 тыс. человек. Начисленная среднемесячная заработная плата по виду экономической деятельности: обеспечение электрической энергией, газом и паром, кондиционирование воздуха – в 2021 году составила 54,1 тыс. рублей.

Глава 31. 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.

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 биогазовый 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 с низкими потерями с магнитопроводом на базе аморфных сплавов.

Перечень будет дополняться по мере появления новых перспективных разработок.

Раздел 6. Существующие и планируемые к строительству генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется или осуществляется на розничных рынках

Перечень генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, отобранных по результатам конкурсного отбора (инвестиционные проекты на строительство генерирующих объектов), представлен в таблице 33. Указанные генерирующие объекты не входят в базовый прогнозный баланс и не учитываются при расчете режимно-балансовой ситуации.

Перечень генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, отобранных по результатам конкурсного отбора (инвестиционные проекты на строительство генерирующих объектов)

Номер строки	Показатели	Значения показателей		
1.	Идентификационный номер квалифицированного генерирующего объекта	–	–	–
2.	Наименование квалифицированного генерирующего объекта	СВО-1	СВО-2	СВО-3
3.	Наименование организации – владельца генерирующего объекта, подавшего заявку на участие в конкурсном отборе	ООО «Хевел Региональная Генерация»		
4.	Планируемое (фактическое, если генерирующий объект введен в эксплуатацию) местонахождение генерирующего объекта с указанием муниципального образования	Свердловская область, Артинский городской округ	Свердловская область, Артинский городской округ	Свердловская область, Артинский городской округ
5.	Планируемая (фактическая, если генерирующий объект введен в эксплуатацию) установленная мощность генерирующего объекта, МВт	15	18	4,9
6.	Вид соответствующего генерирующего объекта	генерирующий объект, функционирующий на основе использования фотоэлектрического преобразования энергии солнца, со степенью локализации не менее 50%, но не более 70%		
7.	Величина капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта, тыс. рублей (без НДС)	73 500	73 500	73 500
8.	Срок возврата инвестированного капитала, лет	15	15	15
9.	Базовый уровень нормы доходности капитала, процентов	12	12	12
10.	Год, в котором проект был отобран на конкурсном отборе	2020	2020	2020
11.	Планируемая (фактическая, если генерирующий объект введен в эксплуатацию) дата ввода в эксплуатацию генерирующего объекта	2022 год	2022 год	2022 год
12.	Дата, когда в отношении генерирующего объекта впервые установлена цена (тариф) на электрическую энергию (мощность)	по состоянию на 01.02.2022 не установлена		

Приложение № 1
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2023–2027 годов

**ВОЗРАСТНАЯ СТРУКТУРА
оборудования электростанций Свердловской области
на 1 марта 2022 года***

Номер строки	Наименование (станционный номер, тип турбины)	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*)	2011–2020 годы (МВт*)	2021–2022 годы (МВт*)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
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-160	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-800-130/3000	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	1970	3800 300		300 300	3500					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	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	1971 1971 1972 1974 1975 1977 1978 1979 1980	300 300 300 300 300 500 500 500 500			300 300 300 300 300 500 500 500 500					
6.	Серовская ГРЭС 9. ПГУ-450: SGT5-4000F(4) «Siemens» SST5-3000 «Siemens»	2015	451 451							451 451	
7.	Среднеуральская ГРЭС 6. Т-100-130 7. Т-100-130 8. Р-38-130/34 9. К-310-240-1 10. Т-300-240-1 11. Т-300-240-1 12. ПГУ-410: ТГ 12 ГТУ MS9001 FB PG9371 General Electric ТГ 12 ПТ Skoda MTD 60 CR КТ-140-13,3 ТГ-ГТРЭС. ТГУ-11,5	1965 1966 1966 1969 1969 1970 2011 2003	1578,5 100 100 38 310 300 300 281,2 137,8 11,5		1148 100 100 38 310 300 300				11,5 11,5	419 281,2 137,8	
8.	Нижнегуринская ГРЭС 1. ПГУ-230: ГТ-1 GT13E2 ПТ-1 КТ-63-7,7 2. ПГУ-230: ГТ-1 GT13E2 ПТ-1 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-12-34-10/1,0 5. ПР-12-35-11/1,2	1998 1958	24 12 12	12 12				12 12			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12.	Красногорская ТЭЦ 1. Р-14-29/1,2 2. Р-17-29/8 4. Р-14-29/1,2 5. Р-14-29/1,2 6. Т-25-29/1,2 9. Р-17-29/8 10. Р-20-29/8	1939 1939 1941 1941 1941 1944 1957	121 14 17 14 14 25 17 20	121 14 17 14 14 25 17 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 Нижнетагильского металлургического комбината 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 5. Р-12-8,9/3,0 5б. Р-12-8,9/3,0 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 АО «НПК «Уралвагонзавод» 1. ПТ-30/35-90/10-5 3. АТ-25-1 4. АП-25-1 5. Р-12-90/33 6. ПР-25/30-90/10/0,9	2009 1943 1953 1966 1985	108 30 20 24 12 22	44 20 24	12		22		30 30		
17.	ТЭЦ Уральского турбомоторного завода 1. ПТ-12-35/10М 2. АР-6-5	1942 1963	24 12 6	12 12	12 6						

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	3. АР-6-5	1964	6		6						
18.	ТЭЦ ЗАО «Межотраслевой Концерн «Уралметпром» 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 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 АО «Синарский трубный завод» 4. Р-12-35/5М 5. Р-12-35/5	1977 1977	12 6 6			12 6 6					
22.	Энергокомплекс г. Нижние Серги 1. MWM TCG 2032B V16	2019	4,5 4,5							4,5 4,5	
23.	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 6-35/5М-1	2018 1997 1998 1994 1996	24,9 4,3 4,3 4,3 6 6					20,6 4,3 4,3 6 6		4,3 4,3	
24.	МиниТЭЦ СУМЗ 1. MWM TCG 2032 V16 2. MWM TCG 2032 V16 3. MWM TCG 2032 V16 4. MWM TCG 2032 V16 5. MWM 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 4,3	
25.	Богдановичская ТЭЦ 1. TCG-2032 V16 2. TCG-2032 V16	2014 2014	8,6 4,3 4,3							8,6 4,3 4,3	
26.	Ревдинская ГТ-ТЭЦ 1. ГТ-009 МЭ 2. ГТ-009 МЭ 3. ГТ-009 МЭ 4. ГТ-009 МЭ	2017 2017 2018 2018	24 6 6 6 6							24 6 6 6 6	
27.	Невьянская ТЭС 1. Wartsila 20V34SG 2. Wartsila 20V34SG 3. Wartsila 20V34SG	2017 2017 2017	24,9 8,3 8,3 8,3							24,9 8,3 8,3 8,3	
28.	ГТЭС-4 АРП Сысерть		4						4		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	1. ГТУ-4П	2004	4						4		
29.	ГТЭС АРП Арамиль 1. ГТУ-4П	2004	4						4		
30.	Мини-ТЭЦ ПСЦМ АО «Уралэлектромедь»		2,4							2,4	
	1. Quanto D1200	2018	1,2							1,2	
	2. Quanto D1200	2018	1,2							1,2	
31.	Энергоцентр «Березовский» 1. САТ CG 170-20 2. САТ CG 260-16	2020 2020	6,451 1,983 4,468							6,451 1,983 4,468	
32.	ТЭЦ ПАО «НМЗ» 1. MWM TCG 2032 BV 16 2. MWM TCG 2032 BV 16 3. MWM TCG 2032 BV 16 4. MWM TCG 2032 BV 16 5. C6.9-4.0/0.22	2019 2019 2019 2019 2020	24,9 4,5 4,5 4,5 4,5 6,9							24,9 4,5 4,5 4,5 4,5 6,9	
33.	ТЭС ООО «Агрреко Евразия» 1. QSK60 Gas 2. QSK60 Gas 3. QSK60 Gas 4. QSK60 Gas 5. QSK60 Gas 6. QSK60 Gas 7. QSK60 Gas 8. QSK60 Gas 9. QSK60 Gas 10. QSK60 Gas 11. QSK60 Gas 12. QSK60 Gas 13. QSK60 Gas	2021 2021 2021 2021 2021 2021 2021 2021 2021 2021 2021 2021 2021	14,3 1,1 1,1 1,1 1,1 1,1 1,1 1,1 1,1 1,1 1,1 1,1 1,1								14,3 1,1 1,1 1,1 1,1 1,1 1,1 1,1 1,1 1,1 1,1 1,1
34.	ПТУ ПАО «СУМЗ» C6.8-3.9(1.1)/0.5	2021	7,5 7,5								7,5 7,5
35.	Свердловская область АЭС ГЭС ТЭС		10579,501 1485 7 9087,501	331,5 7 324,5	2148 2148	4219,5 600 3619,5	579 579	32,6 32,6	211,4 211,4	3035,701 885 2150,701	21,8 21,8
36.	Доля, проценты		100	3,1	20,3	39,9	5,5	0,3	2,0	28,7	0,2

*МВт с учетом перемаркировки.

Приложение № 2
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2023–2027 годов

ХАРАКТЕРИСТИКА
электросетевого комплекса по классам напряжения на 1 марта 2022 года

Номер строки	Показатель	Единица измерения	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	АО «ЕЭСК»	АО «Облкоммунэнерго»
1.	ПС 500 кВ	штук	5	0	0	0
2.	ПС (ПП) 220 кВ	штук	22	3	2	0
3.	ПС 110 кВ	штук	0	290	56	30
4.	ПС 35 кВ	штук	0	104	14	9
5.	ТП 10-6/0,4 кВ	штук	0	10 903	2773	3798
6.	ЛЭП 500 кВ	км	1988	0	0	0
7.	ЛЭП 220 кВ	км	3359	56	0	0
8.	ЛЭП 110 кВ	км	4,6	10 920	62	38
9.	ЛЭП 35-0,4 кВ	км	41	35 766	7316	10 353

Примечания:

1. Количество ПС приведено с учетом ПП.
2. Количество ПС приведено с учетом арендованных объектов.
3. Километраж ЛЭП приведен с учетом арендованных ЛЭП (участков ЛЭП).

Приложение № 3
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2023–2027 годов

ХАРАКТЕРИСТИКА

средств компенсации реактивной мощности с номинальным напряжением 110 кВ и выше на 1 марта 2022 года

Номер строки	Место установки	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, U ном	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени номинальная/располагаемая (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 – Рефтинская ГРЭС	1	180/180
3.	ПС 500 кВ Емелино	Р 500 кВ ВЛ ВотГЭС	3* РОМ-60000/500-У1	ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Емелино	1	180/180
4.	ПС 500 кВ Исеть	Р-1-500	3* РОМБСМ-60000/500 У1	2 СШ 500	1	180/180
5.	ПС 500 кВ Курчатовская	Р 500 кВ	3* РОД-60000/500-У1	1 СШ 500 кВ	1	180/180
6.	Итого					720/720
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

1	2	3	4	5	6	7
10.	ПС 220 кВ Красноуфимская	БСК-1-110	БСК-110-26 УХЛ1 (КЭПФ-11,55-430- 2УХЛ1)	1СШ 110 кВ	2	26/26
11.		БСК-2-110		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					256,72/211,91

Приложение № 4
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2023–2027 годов

ПЕРЕЧЕНЬ
наиболее крупных потребителей электрической энергии в энергосистеме
Свердловской области

Номер строки	Наименование потребителя	Потребление за 2021 год*	
		Потребляемая мощность (МВт)	Электрическая энергия (млн. кВт·ч)
1.	АО «ЕВРАЗ КГОК»	322,61	2046,14
2.	АО «Транснефть – Прикамье», АО «Транснефть – Сибирь»	19,26	149,85
3.	ПАО «Уральский асбестовый горно-обогатительный комбинат»	13,623	110,826
4.	АО «Уральский электрохимический комбинат»	60,88	483,40
5.	АО «НЛМК-УРАЛ»	20,94	161,89
6.	ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА»	65,376	532,886
7.	АО «Уралэлектромедь»	41,171	336,097
8.	ООО «ВИЗ-Сталь»	50,128	432,361
9.	АО «Синарский трубный завод»	28,384	215,702
10.	ПАО «Надеждинский металлургический завод»	40,003	279,496
11.	ОАО «Каменск-Уральский металлургический завод»	6,674	49,531
12.	АО «Объединенная компания РУСАЛ Уральский алюминий» (в части БАЗ)	30,587	236,335
13.	АО «Первоуральский новотрубный завод»	46,581	332,233
14.	АО «Северский трубный завод»	41,91	332,125
15.	ОАО «РЖД»	208,61	1644,00
16.	АО «Серовский завод ферросплавов»	148,123	1221,529

*На основании данных письма филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» от 21.02.2022 № СЭ/01/21/1278.

Приложение № 5
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2023–2027 годов

ПЕРЕЧЕНЬ
крупных перспективных потребителей электрической энергии
в энергосистеме Свердловской области (более 10 МВт)

Номер строки	Наименование заявителя	Заявленная мощность (МВт)	Год ввода в эксплуатацию
1.	АО УК индустриального парка «Богословский»	50	2022
2.	АО «Святогор»	44	2023 (20 МВт); 2024 (44 МВт)
3.	ГКУ Свердловской области «Управление капитального строительства Свердловской области»	28,29948	2022 (2,2622 МВт); 2022 (17,14948 МВт); 2024 (29,29948 МВт)
4.	АО «Уралэлектромедь»	25	2022
5.	АО «Специализированный застройщик «УГМК-Макаровский»	24,64	2023
6.	АО «Атом-ТОР»	22	2023 (4 МВт); 2026 (22 МВт)
7.	АО Специализированный застройщик «Региональная строительная группа-Академическое» (квартал 16)	19,066	2023 (3,547 МВт); 2024 (4,33 МВт); 2025 (9,322 МВт); 2025 (19,066 МВт)
8.	АО «Особая экономическая зона «Титановая долина»	16,3	2022 (4,04 МВт); 2022 (16,3 МВт)
9.	АО «ЕВРАЗ НТМК»	16	2022
10.	ООО «Синергия»	14,86	2022 (10,7314 МВт); 2022 (14,86 МВт)
11.	ООО «Медно-рудная компания»	12	2023 (2 МВт); 2023 (7 МВт); 2023 (12 МВт)
12.	АО Специализированный застройщик «Региональная строительная группа-Академическое» (квартал 12)	11,506	2022 (3,498 МВт); 2023 (7,361 МВт); 2024 (9,646 МВт); 2025 (11,506 МВт)
13.	АО Специализированный застройщик «Региональная строительная группа-Академическое» (квартал 13)	11,506	2022 (3,498 МВт); 2023 (7,361 МВт); 2024 (9,646 МВт); 2025 (11,506 МВт)
14.	ООО «Терра Групп»	10,1	2017–2020 (введено 2,589 МВт); 2022 (2,789 МВт); 2022 (8,780 МВт); 2022 (8,900 МВт); 2022 (10,100 МВт)

Приложение № 6
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2023–2027 годов

ПЕРЕЧЕНЬ
выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории
Свердловской области

Номер строки	Наименование муниципального образования, расположенного на территории Свердловской области	Утверждение схемы теплоснабжения (да/нет); дата утверждения; орган, принявший решение об утверждении схемы/графика
1	2	3
1.	Арамилский городской округ Свердловской области	да, 08.09.2020, Глава Администрации Арамилского городского округа
2.	Артемовский городской округ	да, 22.12.2020, Администрация Артемовского городского округа
3.	Артинский городской округ	да, 01.06.2020, Администрация Артинского городского округа
4.	Асбестовский городской округ	да, 04.06.2015, Администрация Асбестовского городского округа
5.	Ачитский городской округ	да, 20.12.2021, Администрация Ачитского городского округа
6.	Муниципальное образование Баженовское сельское поселение Байкаловского муниципального района Свердловской области	да, 15.05.2015, Глава Баженовского сельского поселения Байкаловского муниципального района Свердловской области
7.	Байкаловский муниципальный район Свердловской области	не требуется в связи с отсутствием полномочий
8.	Байкаловское сельское поселение Байкаловского муниципального района Свердловской области	да, 02.10.2013, Глава Байкаловского сельского поселения Байкаловского муниципального района Свердловской области
9.	Белоярский городской округ	да, 07.02.2013, Глава Белоярского городского округа
10.	Березовский городской округ	да, 20.06.2018, Администрация Березовского городского округа
11.	Бисертский городской округ	да, 17.10.2014, Администрация Бисертского городского округа
12.	Верхнесалдинский городской округ	да, 30.01.2019, Администрация Верхнесалдинского городского округа
13.	Городской округ Верхотурский	да, 11.02.2013, Администрация городского округа Верхотурский (с изменениями от 26.11.2019)
14.	Волчанский городской округ	да, 04.12.2019, Глава Волчанского городского округа
15.	Восточное сельское поселение Камышловского муниципального района Свердловской области	да, 05.09.2013, Глава Восточного сельского поселения Камышловского муниципального района Свердловской области

1	2	3
16.	Галкинское сельское поселение Камышловского муниципального района Свердловской области	да, 02.10.2014, Глава муниципального образования «Галкинское сельское поселение»
17.	Гаринский городской округ	да, 13.04.2015, Глава Гаринского городского округа (с изменениями от 09.02.2021)
18.	Городской округ ЗАТО Свободный Свердловской области	да, 26.04.2016, Дума городского округа ЗАТО Свободный Свердловской области
19.	Горноуральский городской округ	да, 21.01.2013, Администрация Горноуральского городского округа
20.	Город Нижний Тагил	да, 20.07.2016, Администрация города Нижний Тагил
21.	Городское поселение Верхние Серги Нижнесергинского муниципального района Свердловской области	да, 24.12.2013, Дума городского поселения Верхние Серги Нижнесергинского муниципального района Свердловской области
22.	Городской округ Верхняя Пышма	да, 09.11.2015, Администрация городского округа Верхняя Пышма (с изменениями от 13.04.2018)
23.	Городской округ «Город Лесной» Свердловской области	да, 12.05.2014, Администрация городского округа «Город Лесной»
24.	Городской округ Богданович	да, 26.06.2014, Глава городского округа Богданович
25.	Городской округ Верхнее Дуброво	да, 09.12.2013, Администрация городского округа Верхнее Дуброво
26.	Городской округ Верх-Нейвинский	да, 16.05.2013, Администрация городского округа Верх-Нейвинский
27.	Городской округ Верхний Тагил	да, 13.03.2015, Администрация городского округа Верхний Тагил
28.	Городской округ Верхняя Тура	да, 28.12.2018, Администрация Городского округа Верхняя Тура
29.	Городской округ Дегтярск	да, 31.01.2013, Дума городского округа Дегтярск
30.	Городской округ Заречный	да, 26.12.2013, Администрация городского округа Заречный
31.	Городской округ Карпинск	да, 08.12.2010, Глава городского округа Карпинск
32.	Городской округ Краснотурьинск	да, 02.09.2013, Администрация (исполнительно-распорядительный орган местного самоуправления) городского округа Краснотурьинск
33.	Городской округ Красноуральск	да, 23.12.2013, Администрация городского округа Красноуральск
34.	Городской округ Красноуфимск Свердловской области	да, 31.12.2013, Глава городского округа Красноуфимск Свердловской области
35.	Городской округ Нижняя Салда	да, 24.12.2012, Глава городского округа Нижняя Салда
36.	Городской округ Пелым	да, 20.06.2014, Дума городского округа Пелым
37.	Городской округ Первоуральск	да, 15.07.2021, Администрация городского округа Первоуральск
38.	Городской округ Ревда	да, 13.03.2014, Администрация городского округа Ревда
39.	Городской округ Рефтинский	да, 05.02.2021, Глава городского округа Рефтинский
40.	Городской округ Среднеуральск	да, 18.07.2014, Администрация городского округа Среднеуральск (с изменениями от 23.10.2020)
41.	Городской округ Староуткинск	да, 15.12.2020, Администрация городского округа Староуткинск
42.	Городской округ Сухой Лог	да, 20.01.2014, Глава городского округа Сухой Лог
43.	Дружининское городское поселение Нижнесергинского муниципального района Свердловской области	да, 28.05.2014, Дума Дружининского городского поселения Нижнесергинского муниципального района Свердловской области
44.	Муниципальное образование «Зареченское сельское поселение» Камышловского муниципального района Свердловской области	да, 26.06.2014, Дума муниципального образования «Зареченское сельское поселение» Камышловского муниципального района Свердловской области
45.	Ивдельский городской округ	да, 10.09.2013, Администрация Ивдельского городского округа
46.	Ирбитское муниципальное образование	да, 29.05.2014, Администрация Ирбитского муниципального образования

1	2	3
47.	Калиновское сельское поселение Камышловского муниципального района Свердловской области	да, 22.03.2013, Глава Калиновского сельского поселения Камышловского муниципального района Свердловской области
48.	Каменский городской округ	да, 10.09.2014, Глава Каменского городского округа
49.	Камышловский городской округ Свердловской области	да, 12.01.2015, Администрация Камышловского городского округа
50.	Камышловский муниципальный район Свердловской области	не требуется в связи с отсутствием полномочий
51.	Качканарский городской округ Свердловской области	да, 28.04.2014, Администрация Качканарского городского округа
52.	Кировградский городской округ	да, 19.02.2015, Администрация Кировградского городского округа
53.	Кленовское сельское поселение Нижнесергинского муниципального района Свердловской области	не требуется
54.	Краснополянское сельское поселение Байкаловского муниципального района Свердловской области	да, 29.08.2014, Глава Краснополянского сельского поселения Байкаловского муниципального района Свердловской области
55.	Кузнецовское сельское поселение Таборинского муниципального района Свердловской области	не требуется
56.	Кушвинский городской округ	да, 24.10.2013, Администрация Кушвинского городского округа
57.	Малышевский городской округ	да, 03.09.2013, Глава Малышевского городского округа
58.	Махнёвское муниципальное образование	да, 21.12.2015, Администрация Махневского муниципального образования
59.	Городское поселение Михайловское муниципальное образование Нижнесергинского муниципального района Свердловской области	да, 25.03.2014, Администрация городского поселения Михайловское муниципальное образование Нижнесергинского муниципального района Свердловской области
60.	Муниципальное образование «город Екатеринбург»	да, 26.10.2018, Министерство энергетики Российской Федерации
61.	Городской округ ЗАТО Уральский Свердловской области	да, 25.11.2013, Администрация городского округа ЗАТО Уральский Свердловской области
62.	Муниципальное образование Алапаевское	да, 03.11.2015, Администрация Муниципального образования Алапаевское
63.	Каменск-Уральский городской округ Свердловской области	да, 31.10.2014, Администрация Каменск-Уральского городского округа
64.	Муниципальное образование город Алапаевск	да, 10.02.2014, Администрация Муниципального образования город Алапаевск
65.	Городской округ «город Ирбит» Свердловской области	да, 23.09.2013, Администрация городского округа «город Ирбит» Свердловской области
66.	Муниципальное образование Красноуфимский округ	да, 17.05.2021, Исполнительно-распорядительный орган местного самоуправления – Администрация Муниципального образования Красноуфимский округ
67.	Городское поселение Атиг Нижнесергинского муниципального района Свердловской области	да, 08.06.2021, Администрация городского поселения Атиг Нижнесергинского муниципального района Свердловской области
68.	Невьянский городской округ Свердловской области	да, 29.10.2013, Администрация Невьянского городского округа
69.	Нижнесергинский муниципальный район Свердловской области	не требуется в связи с отсутствием полномочий
70.	Нижнесергинское городское поселение Нижнесергинского муниципального района Свердловской области	да, 14.04.2014, Глава Нижнесергинского городского поселения Нижнесергинского муниципального района Свердловской области
71.	Нижнетуринский городской округ	да, 11.07.2018, Администрация Нижнетуринского городского округа
72.	Ницинское сельское поселение Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области	да, 14.01.2014, Администрация Ницинского сельского поселения Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области
73.	Новолялинский городской округ	да, 30.04.2014, Глава Новолялинского городского округа
74.	Новоуральский городской округ Свердловской области	да, 03.11.2010, Администрация Новоуральского городского округа

1	2	3
75.	Муниципальное образование «Обуховское сельское поселение»	да, 21.01.2014, Глава муниципального образования «Обуховское сельское поселение»
76.	Полевской городской округ	да, 14.11.2014, Администрация Полевского городского округа
77.	Пышминский городской округ	да, 21.04.2014, Администрация Пышминского городского округа
78.	Режевской городской округ	да, 10.12.2013, Администрация Режевского городского округа – исполнительно-распорядительный орган муниципального образования
79.	Североуральский городской округ	да, 22.07.2014, Администрация Североуральского городского округа
80.	Серовский городской округ	да, 21.01.2014, Администрация Серовского городского округа
81.	Сладковское сельское поселение Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области	да, 14.11.2013, Глава Сладковского сельского поселения Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области
82.	Слободо-Туринский муниципальный район Свердловской области	не требуется в связи с отсутствием полномочий
83.	Слободо-Туринское сельское поселение Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области	да, 07.04.2014, Администрация Слободо-Туринского сельского поселения Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области
84.	Сосьвинский городской округ	да, 22.04.2015, Администрация Сосьвинского городского округа
85.	Сысертский городской округ	да, 21.11.2014, Администрация Сысертского городского округа
86.	Таборинский муниципальный район Свердловской области	не требуется в связи с отсутствием полномочий
87.	Таборинское сельское поселение Таборинского муниципального района Свердловской области	да, 15.09.2014, Глава Таборинского сельского поселения Таборинского муниципального района Свердловской области
88.	Тавдинский городской округ	да, 05.09.2014, Администрация Тавдинского городского округа
89.	Талицкий городской округ	да, 13.10.2014, Администрация Талицкого городского округа (с изменениями от 19.10.2017)
90.	Тугулымский городской округ	да, 30.01.2015, Администрация Тугулымского городского округа
91.	Туринский городской округ	да, 17.10.2013, Глава Туринского городского округа
92.	Унже-Павинское сельское поселение Таборинского муниципального района Свердловской области	не требуется
93.	Усть-Ницинское сельское поселение Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области	да, 20.11.2013, Администрация Усть-Ницинского сельского поселения Слободо-Туринского муниципального района Свердловской области
94.	Шалинский городской округ	да, 24.03.2014, Администрация Шалинского городского округа
95.	Итого	
96.	Схема разработана	86
97.	Не требуется разработка	8
98.	Схема не разработана	0

Приложение № 7
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2023–2027 годов

**ОБЪЕМЫ И СТРУКТУРА
модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования в энергосистеме
Свердловской области (МВт)**

Номер строки	Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип мощности	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2022–2027 годы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Рефтинская ГРЭС	АО «Кузбассэнерго»	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2.	1 К-300-240		–	до модернизации	–	–	–	–	300,0	–	300,0
3.			–	после модернизации	–	–	–	–	315,0	–	315,0
4.			–	изменение мощности	–	–	–	–	15,0	–	15,0
5.	4 К-300-240-2		–	до модернизации	–	–	–	–	–	300,0	300,0
6.			–	после модернизации	–	–	–	–	–	315,0	315,0
7.			–	изменение мощности	–	–	–	–	–	15,0	15,0
8.	Среднеуральская ГРЭС	ПАО «Энел Россия»	–	–	–	–	–	–	–	–	–
9.	6 Т-100-130		газ	до модернизации	–	–	–	100,0	–	–	100,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10.			–	после модернизации	–	–	–	120,0	–	–	120,0
11.			–	изменение мощности	–	–	–	20,0	–	–	20,0
12.	7 Т-100-130		газ	до модернизации	–	–	–	100,0	–	–	100,0
13.			–	после модернизации	–	–	–	120,0	–	–	120,0
14.			–	изменение мощности	–	–	–	20,0	–	–	20,0
15.	Всего по станциям		–	–	–	–	–	–	–	–	–
16.	До модернизации		–	–	–	–	–	200,0	300,0	300,0	800,0
17.	После модернизации		–	–	–	–	–	240,0	315,0	315,0	870,0
18.	Изменение мощности		–	–	–	–	–	40,0	15,0	15,0	70,0

Приложение № 8
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2023–2027 годов

**ОБЪЕМЫ И СТРУКТУРА
вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по энергосистеме
Свердловской области (МВт)**

Номер строки	Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2022–2027 годы
1.	ТЭС АО «Уральская фольга»	АО «Уральская фольга»	–	–	–	–	–	–	–	–
2.	7 x Rolt PSG 2000		газ	14,0	–	–	–	–	–	14,0
3.	ТЭЦ ООО «Синергия»	ООО «Синергия»	–	–	–	–	–	–	–	–
4.	ПТУ-20		газ	19,9	–	–	–	–	–	19,9

Приложение № 9
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2023–2027 годов

ПЕРЕЧЕНЬ
технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, учтенных при определении объема мероприятий по реконструкции объектов электросетевого хозяйства

Номер строки	Центр питания	Заявитель	Сетевая организация	Величина присоединяемой максимальной мощности (МВт)	Дата утверждения ТУ (дата заключения договора на ТП)	Номер договора на ТП	Год ввода энергопринимающих устройств	Срок действия ТУ (договора на ТП)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ПС 110 кВ Свердловская	ООО «Специализированный застройщик «Светопрозрачные конструкции Урал»	АО «ЕЭСК»	1,371	27.10.2020	41410	2022	19.05.2023
2.	ПС 110 кВ Свердловская	ООО «Специализированный застройщик «Атмосфера»	АО «ЕЭСК»	0,4	05.03.2021	43667	2022	15.03.2023
3.	ПС 110 кВ Свердловская	ООО «СУ-6»	АО «ЕЭСК»	0,204	27.07.2021	45782	2022	09.08.2023
4.	ПС 110 кВ Свердловская	ИП Мусихин Максим Павлович	АО «ЕЭСК»	0,1	02.12.2021	47745	2022	31.03.2024
5.	ПС 110 кВ Свердловская	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,025	22.09.2021	46464	2022	12.10.2023
6.	ПС 110 кВ Свердловская	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.03.2020	39212	2022	29.04.2022
7.	ПС 110 кВ Свердловская	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.03.2021	43675	2022	15.03.2023
8.	ПС 110 кВ Свердловская	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.03.2021	43725	2022	03.12.2023
9.	ПС 110 кВ Свердловская	ООО «ЭЛСИТРЭЙД-Екб»	АО «ЕЭСК»	0,015	08.05.2020	39618	2022	09.06.2022
10.	ПС 110 кВ Свердловская	ООО «Мир»	АО «ЕЭСК»	0,015	28.01.2019	34305	2022	16.04.2022
11.	ПС 110 кВ Свердловская	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	04.05.2021	44611	2022	04.05.2023
12.	ПС 110 кВ Свердловская	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	01.02.2022	48561	2022	03.02.2023
13.	ПС 110 кВ Свердловская	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	05.11.2020	41965	2022	05.11.2022
14.	ПС 110 кВ Свердловская	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	08.11.2019	37692	2022	08.11.2022
15.	ПС 110 кВ Свердловская	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	24.11.2021	47606	2022	30.11.2023
16.	ПС 110 кВ Свердловская	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,006	12.10.2021	46990	2022	21.10.2023
17.	ПС 110 кВ Свердловская	ООО «Техоснова»	АО «ЕЭСК»	0,006	17.01.2022	48325	2022	21.01.2023
18.	ПС 110 кВ Свердловская	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,006	24.05.2021	44384	2022	18.03.2023
19.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,92	29.01.2015	ТП-54/5657	2021	01.01.2023
20.	ПС 110 кВ Свобода	ООО СЗ «ГеоИнвест»»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,5	18.03.2021	5400052153	2022	18.03.2023
21.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,5	09.02.2022	5400058953	2022	12.02.2024
22.	ПС 110 кВ Свобода	ООО «Красная горка»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,35	17.09.2013	2362	2023	01.01.2023
23.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	14.02.2018	5400034471	2022	01.11.2022
24.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,149	27.12.2021	5400057789	2022	27.12.2023
25.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,149	31.12.2021	5400058049	2022	31.12.2023
26.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,135	09.03.2021	5400051560	2022	09.03.2023
27.	ПС 110 кВ Свобода	ИП Иванов Дмитрий Сергеевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,08	20.05.2021	5400053071	2022	20.05.2023
28.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,048	17.08.2021	5400055467	2022	17.08.2023
29.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,046	02.12.2021	5400057690	2022	02.12.2023
30.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,03	12.08.2021	5400054862	2022	12.08.2023
31.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,02	16.04.2021	5400052097	2022	16.04.2023
32.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,02	08.02.2022	5400058960	2022	22.02.2024
33.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	19.07.2018	5400037196	2022	01.06.2022
34.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	30.06.2020	5400047550	2022	30.06.2022
35.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	22.07.2020	5400047878	2021	22.07.2022

[illegible]

1	2	3	4	5	6	7	8	9
91.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	12.11.2021	5400057363	2022	12.11.2023
92.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.11.2021	5400057532	2022	16.11.2023
93.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.11.2021	5400057573	2022	17.11.2023
94.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,149	01.12.2021	5400057753	2022	01.12.2023
95.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	01.12.2021	5400057783	2022	01.12.2023
96.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	01.12.2021	5400057775	2022	01.12.2023
97.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	02.12.2021	5400057801	2022	02.12.2023
98.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	09.12.2021	5400057802	2022	09.12.2023
99.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.01.2022	5400058528	2022	17.01.2024
100.	ПС 110 кВ Свобода	ИП Шкляр Михаил Валерьевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.01.2022	5400058632	2022	24.01.2024
101.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.02.2022	5400059015	2022	17.02.2024
102.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	15.03.2022	5400059183	2022	15.03.2024
103.	ПС 110 кВ Свобода	МКУ «Территориальный орган Администрации Сысертского городского округа Октябрьская сельская администрация»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.03.2022	5400059420	2022	17.03.2024
104.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.03.2022	5400059470	2022	16.03.2024
105.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.03.2022	5400059459	2022	16.03.2024
106.	ПС 110 кВ Свобода	ООО «Косулинское МП»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	29.12.2021	5400058433	2022	07.02.2024
107.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	18.02.2022	5400059139	2022	24.02.2024
108.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	01.03.2022	5400059280	2022	02.03.2024
109.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	01.03.2022	5400059281	2022	03.03.2024
110.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	01.03.2022	5400059307	2022	14.03.2024
111.	ПС 110 кВ Свобода	ИП Красуский Юрий Михайлович	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.02.2022	5400059195	2022	10.03.2024
112.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	02.03.2022	5400059288	2022	03.03.2024
113.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.03.2022	5400059625	2022	27.03.2024
114.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	11.03.2022	5400059490	2022	21.03.2024
115.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.03.2022	5400059525	2022	18.03.2024
116.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,150	24.01.2022	5400058733	2022	24.01.2024
117.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	20.12.2021	5400058156	2022	20.12.2023
118.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	13.01.2022	5400058553	2022	13.01.2024
119.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,134	07.02.2022	5400058895	2022	07.02.2024
120.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.02.2022	5400059128	2022	16.02.2024
121.	ПС 110 кВ Свобода	ИП Губарева Елена Александровна	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,150	16.03.2022	5400059560	2022	16.02.2024
122.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	23.03.2022	5400059673	2022	23.03.2024
123.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,150	19.02.2020	5400045730	2022	19.02.2022
124.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,150	08.06.2020	5400047068	2022	08.06.2022
125.	ПС 110 кВ Свобода	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,700	10.09.2021	8500013030	2023	10.09.2026
126.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	25.06.2021	5400054587	2022	25.06.2023
127.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,1	18.08.2021	5400055259	2022	18.08.2023
128.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,1	26.07.2021	5400055153	2022	26.07.2023
129.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,010	17.08.2021	5400055624	2022	17.08.2023
130.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,040	13.09.2021	5400056176	2022	13.09.2023
131.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.11.2021	5400057523	2022	16.11.2023
132.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	07.09.2021	5400055988	2022	07.09.2023
133.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	05.10.2021	5400056785	2022	05.10.2023
134.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	20.10.2021	5400057026	2022	20.10.2023
135.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.10.2021	5400057061	2022	21.10.2023
136.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,010	16.12.2021	5400058040	2022	16.12.2023
137.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,120	21.12.2021	5400058162	2022	21.12.2023
138.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	15.12.2021	5400057999	2022	15.12.2023
139.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	03.02.2022	5400058758	2022	03.02.2024
140.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.02.2022	5400059073	2022	21.02.2024
141.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	05.03.2022	5400059313	2022	05.03.2024
142.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	11.03.2022	5400059378	2022	11.03.2024
143.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.03.2022	5400059468	2022	16.03.2024
144.	ПС 110 кВ Свобода	АО «Гости»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,150	04.02.2019	5400040081	2022	01.01.2022

1	2	3	4	5	6	7	8	9
145.	ПС 110 кВ Свобода	ИП Губарева Елена Александровна	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,150	14.10.2020	5400049400	2022	14.10.2022
146.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.06.2021	5400054401	2022	17.06.2023
147.	ПС 110 кВ Свобода	ИП Ежов Сергей Александрович	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,050	12.07.2021	5400054990	2022	12.07.2023
148.	ПС 110 кВ Свобода	ООО «ЕКАТЕРИНБУРГ-2000»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,011	27.08.2021	5400055554	2022	27.08.2023
149.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	22.10.2021	5400057019	2022	22.10.2023
150.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.11.2021	5400057496	2022	16.11.2023
151.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,010	03.12.2021	5400057769	2022	03.12.2023
152.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	06.12.2021	5400057825	2022	06.12.2023
153.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,150	22.09.2020	5400049122	2022	22.09.2022
154.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	18.02.2021	5400051595	2022	18.02.2023
155.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,030	01.04.2021	5400052337	2022	01.04.2023
156.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	01.04.2021	5400052526	2022	01.04.2023
157.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	19.04.2021	5400052951	2022	19.04.2023
158.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	27.05.2021	5400053791	2022	27.05.2023
159.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	02.06.2021	5400053911	2022	02.06.2023
160.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	18.06.2021	5400054394	2022	18.06.2023
161.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	28.06.2021	5400054630	2022	28.06.2023
162.	ПС 110 кВ Свобода	ООО «Рента Трейд»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,150	28.07.2021	5400054616	2022	28.07.2023
163.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	15.07.2021	5400055055	2022	15.07.2023
164.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.07.2021	5400055131	2022	21.07.2023
165.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	11.08.2021	5400055605	2022	11.08.2023
166.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	22.09.2021	5400056433	2022	22.09.2023
167.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	01.10.2021	5400056442	2022	01.10.2023
168.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	11.10.2021	5400056769	2022	11.10.2023
169.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.09.2021	5400056441	2022	24.09.2023
170.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	22.09.2021	5400056464	2022	22.09.2023
171.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	28.09.2021	5400056614	2022	28.09.2023
172.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	08.10.2021	5400056772	2022	08.10.2023
173.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	20.10.2021	5400056959	2022	20.10.2023
174.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	20.10.2021	5400057057	2022	20.10.2023
175.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	03.11.2021	5400057169	2022	03.11.2023
176.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	28.10.2021	5400057208	2022	28.10.2023
177.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	28.10.2021	5400057246	2022	28.10.2023
178.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,013	02.12.2021	5400057328	2022	02.12.2023
179.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,009	11.11.2021	5400057448	2022	11.11.2023
180.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	15.11.2021	5400057506	2022	15.11.2023
181.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	02.12.2021	5400057703	2022	02.12.2023
182.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	24.11.2021	5400057681	2022	24.11.2023
183.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	01.12.2021	5400057787	2022	01.12.2023
184.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,009	06.12.2021	5400057839	2022	06.12.2023
185.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,011	13.12.2021	5400057969	2022	13.12.2023
186.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,009	07.12.2021	5400057837	2022	07.12.2023
187.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,009	06.12.2021	5400057836	2022	06.12.2023
188.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	16.12.2021	5400058051	2022	16.12.2023
189.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	27.12.2021	5400058250	2022	27.12.2023
190.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	28.01.2022	5400058711	2022	28.01.2024
191.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	02.02.2022	5400058793	2022	02.02.2024
192.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	27.01.2022	5400058684	2022	27.01.2024
193.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	03.02.2022	5400058803	2022	03.02.2024
194.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	11.02.2022	5400058932	2022	11.02.2024
195.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,150	02.02.2021	5400051352	2022	02.02.2023
196.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,150	13.05.2021	5400051466	2022	13.05.2023
197.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	15.02.2021	5400051824	2022	15.02.2023
198.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	15.03.2021	5400052132	2022	15.03.2023
199.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.03.2021	5400052185	2022	24.03.2023

1	2	3	4	5	6	7	8	9
200.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	15.03.2021	5400052169	2022	15.03.2023
201.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.03.2021	5400052198	2022	17.03.2023
202.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.03.2021	5400052179	2022	17.03.2023
203.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.03.2021	5400052196	2022	16.03.2023
204.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	15.03.2021	5400052160	2022	15.03.2023
205.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.03.2021	5400052183	2022	17.03.2023
206.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	18.03.2021	5400052267	2022	18.03.2023
207.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,006	10.02.2022	5400058871	2022	10.02.2024
208.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.02.2022	5400059047	2022	16.02.2024
209.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.02.2022	5400059063	2022	17.02.2024
210.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.02.2022	5400059139	2022	24.02.2024
211.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	02.03.2022	5400059280	2022	02.03.2024
212.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	03.03.2022	5400059281	2022	03.03.2024
213.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	14.03.2022	5400059307	2022	14.03.2024
214.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	04.03.2022	5400059299	2022	04.03.2024
215.	ПС 110 кВ Свобода	ИП Красуский Юрий Михайлович	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	10.03.2022	5400059195	2022	10.03.2024
216.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	03.03.2022	5400059288	2022	03.03.2024
217.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	27.03.2022	5400059625	2022	27.03.2024
218.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	30.03.2022	5400059738	2022	25.03.2024
219.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.03.2022	5400059490	2022	21.03.2024
220.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.03.2022	5400059493	2022	11.03.2024
221.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	18.03.2022	5400059525	2022	18.03.2024
222.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	22.03.2022	5400059611	2022	22.03.2024
223.	ПС 110 кВ Свобода	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	01.04.2022	5400059934	2022	31.03.2024
224.	ПС 110 кВ Свобода	ИП Даутов Марат Маликович	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	01.04.2022	5400059950	2022	31.03.2024
225.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Ладыгин Станислав Владимирович	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,6	19.07.2021	5400054607	2022	19.07.2023
226.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Чолахян Артур Айкович	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	19.11.2021	5400057572	2022	19.11.2023
227.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	18.11.2021	5400057580	2022	18.11.2023
228.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Иванов Дмитрий Сергеевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	18.11.2021	5400057581	2022	18.11.2023
229.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	21.12.2021	5400057889	2022	21.12.2023
230.	ПС 110 кВ Сысерть	ООО «ЛМЗ-Сысерть»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	25.01.2022	5400058710	2022	11.02.2024
231.	ПС 110 кВ Сысерть	ООО «ЛМЗ-Сысерть»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	24.01.2022	5400058706	2022	10.02.2024
232.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Иванов Дмитрий Сергеевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	10.02.2022	5400059010	2022	16.02.2024
233.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Иванов Дмитрий Сергеевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	10.02.2022	5400059006	2022	16.02.2024
234.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Иванов Дмитрий Сергеевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,145	10.02.2022	5400059002	2022	16.02.2024
235.	ПС 110 кВ Сысерть	ООО «КДМ-Групп»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,09	16.02.2022	5400059054	2022	17.02.2024
236.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,075	10.01.2022	5400058429	2022	10.01.2024
237.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,035	02.08.2021	5400055439	2022	02.08.2023
238.	ПС 110 кВ Сысерть	Администрация Сысертского городского округа	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,03	02.07.2020	5400047519	2022	02.07.2022
239.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Попандопуло Святослав Юрьевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,02	08.09.2020	5400048385	2022	08.09.2022
240.	ПС 110 кВ Сысерть	Администрация Сысертского городского округа	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,02	08.09.2020	5400048360	2022	08.09.2022
241.	ПС 110 кВ Сысерть	ООО «Связьинформ»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	10.04.2019	5400040729	2023	15.01.2023
242.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	18.06.2021	5400054494	2022	18.06.2023
243.	ПС 110 кВ Сысерть	МБУ Сысертского городского округа «Благоустройство»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	05.07.2021	5400054851	2022	05.07.2023
244.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	13.08.2021	5400055652	2022	13.08.2023
245.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	26.10.2021	5400057163	2022	26.10.2023
246.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.12.2021	5400058062	2022	21.12.2023
247.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	31.01.2022	5400058714	2022	31.01.2024
248.	ПС 110 кВ Сысерть	МБУ СГО «Благоустройство»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	03.11.2021	5400057388	2021	12.11.2023
249.	ПС 110 кВ Сысерть	МБУ СГО «Благоустройство»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	03.11.2021	5400057386	2021	12.11.2023
250.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	24.05.2021	5400053700	2022	24.05.2023
251.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	03.06.2021	5400053899	2021	03.06.2023
252.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	09.09.2021	5400056128	2022	09.09.2023
253.	ПС 110 кВ Сысерть	Администрация Сысертского городского округа	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	07.10.2021	5400056784	2022	07.10.2023
254.	ПС 110 кВ Сысерть	Администрация Сысертского городского округа	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	07.10.2021	5400056861	2022	07.10.2023

1	2	3	4	5	6	7	8	9
255.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	22.10.2021	5400057024	2022	22.10.2023
256.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	29.10.2021	5400057243	2022	29.10.2023
257.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	17.11.2021	5400057573	2022	17.11.2023
258.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	22.12.2021	5400058174	2022	22.12.2023
259.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	28.01.2022	5400058712	2022	28.01.2024
260.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Ковин Владимир Юрьевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	28.01.2022	5400058707	2022	28.01.2024
261.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	02.02.2022	5400058787	2022	02.02.2024
262.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	03.12.2021	5400057873	2021	09.12.2023
263.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	06.12.2021	5400057926	2021	09.12.2023
264.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	26.01.2022	5400058712	2022	28.01.2024
265.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	15.02.2022	5400059087	2022	18.02.2024
266.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,0115	22.11.2021	5400057622	2021	22.11.2023
267.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	13.09.2021	5400054017	2022	13.09.2023
268.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	14.09.2021	5400056252	2022	14.09.2023
269.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Алексеева Светлана Саетяновна	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	11.10.2021	5400056875	2022	11.10.2023
270.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	28.01.2022	5400058713	2022	28.01.2024
271.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	14.12.2021	5400058011	2021	15.12.2023
272.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	08.12.2021	5400057899	2021	09.12.2023
273.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,007	05.08.2021	5400055447	2022	05.08.2023
274.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,007	03.09.2021	5400056088	2022	03.09.2023
275.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Иванов Дмитрий Сергеевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,007	27.12.2021	5400058248	2022	27.12.2023
276.	ПС 110 кВ Сысерть	государственное автономное учреждение здравоохранения Свердловской области «Сысертская центральная районная больница»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,003	12.01.2022	5400058413	2022	12.01.2024
277.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	15.10.2021	5400057022	2021	27.10.2023
278.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	06.12.2021	5400057811	2022	06.12.2023
279.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	13.05.2021	5400053227	2022	13.05.2023
280.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	20.08.2021	5400054344	2022	20.08.2023
281.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	28.06.2021	5400054670	2022	28.06.2023
282.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	08.07.2021	5400054933	2022	08.07.2023
283.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	26.11.2021	5400057699	2022	26.11.2023
284.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	05.08.2021	5400055516	2022	05.08.2023
285.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,0115	20.08.2021	5400055748	2022	20.08.2023
286.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,05	27.09.2021	5400056259	2022	27.09.2023
287.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	10.09.2021	5400056230	2022	10.09.2023
288.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	01.10.2021	5400056440	2022	01.10.2023
289.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	22.10.2021	5400056981	2022	22.10.2023
290.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	24.02.2022	5400059149	2022	24.02.2024
291.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	09.03.2022	5400059273	2022	09.03.2024
292.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	24.03.2022	5400059629	2022	24.03.2024
293.	ПС 110 кВ Сысерть	ООО «СЭМ»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,12	16.03.2022	5400059444	2022	16.03.2024
294.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,05	15.03.2022	5400059437	2022	15.03.2024
295.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	22.03.2022	5400059583	2022	22.03.2024
296.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.03.2022	5400059621	2022	24.03.2024
297.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Чемезов Алексей Сергеевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	44572	5400058380	2022	11.01.2024
298.	ПС 110 кВ Сысерть	ИП Чемезов Алексей Сергеевич	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	44572	5400058427	2022	11.01.2024
299.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	44655	5400059979	2022	04.04.2024
300.	ПС 110 кВ Сысерть	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,012	44650	5400059739	2022	30.03.2024
301.	ПС 110 кВ Тугулым	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	43900	5800011368	2022	10.03.2022
302.	ПС 110 кВ Тугулым	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.08.2020	5800011817	2022	15.04.2022
303.	ПС 110 кВ Шпагатная	АО «Облкоммунэнерго» (для АО «АМОС ГРУПП»)	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	2	23.09.2019	5400041732	2022	23.09.2024
304.	ПС 110 кВ Шпагатная	ООО «Алькасар»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,35	12.03.2021	5400051888	2023	12.03.2023
305.	ПС 110 кВ Шпагатная	ООО «Серебряный век»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,32	06.02.2020	5400044464	2022	06.09.2022
306.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,28	16.11.2021	5400054716	2022	16.11.2022
307.	ПС 110 кВ Шпагатная	ООО «Импост»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	07.05.2020	5400046577	2022	01.07.2022

1	2	3	4	5	6	7	8	9
308.	ПС 110 кВ Шпагатная	ООО «Импост»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	27.03.2020	5400046202	2022	01.07.2022
309.	ПС 110 кВ Шпагатная	ИП Чолахян Смбат Овсепович	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	06.10.2020	5400047164	2021	01.12.2021
310.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,15	02.02.2022	5400058804	2023	07.02.2024
311.	ПС 110 кВ Шпагатная	АО «АМОС-Групп»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,149	11.05.2021	5400053201	2022	01.04.2022
312.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,11	08.02.2021	5400051318	2022	08.02.2021
313.	ПС 110 кВ Шпагатная	ООО «ПроПлост»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,035	04.12.2019	5400044451	2022	30.04.2022
314.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,035	08.02.2022	5400058968	2022	15.02.2024
315.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,02	02.07.2021	5400054877	2022	13.07.2023
316.	ПС 110 кВ Шпагатная	Администрация Арамильского городского округа Свердловской области	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	06.11.2019	5400043885	2024	01.01.2024
317.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.12.2020	5400050777	2022	01.04.2022
318.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	28.05.2021	5400053790	2021	28.11.2021
319.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.07.2021	5400055017	2022	16.01.2022
320.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	10.10.2021	5400056771	2022	10.04.2022
321.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	29.10.2021	5400057245	2022	29.04.2022
322.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	19.11.2021	5400057599	2022	19.05.2022
323.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.11.2021	5400057618	2022	24.05.2022
324.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.11.2021	5400057632	2022	24.05.2022
325.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.11.2021	5400057651	2022	24.05.2022
326.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.11.2021	5400057650	2022	24.05.2022
327.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	07.12.2021	5400057809	2022	07.06.2022
328.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	25.01.2022	5400058611	2022	25.07.2022
329.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	03.02.2022	5400058865	2022	09.02.2024
330.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	02.02.2022	5400058848	2022	04.02.2024
331.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.01.2022	5400058611	2022	25.01.2024
332.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	14.02.2022	5400059044	2022	20.02.2024
333.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	02.03.2022	5400059328	2022	09.03.2024
334.	ПС 110 кВ Шпагатная	государственное автономное учреждение здравоохранения Свердловской области «Арамильская городская больница»	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	16.02.2022	5400059101	2022	24.02.2024
335.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.02.2022	5400059141	2022	22.02.2024
336.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	09.03.2022	5400059383	2022	11.03.2024
337.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	05.03.2022	5400059360	2022	17.03.2024
338.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	10.03.2022	5400059389	2022	11.03.2024
339.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	28.04.2021	5400053334	2022	11.05.2023
340.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	04.06.2021	5400054055	2022	08.06.2023
341.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	22.06.2021	5400054626	2022	27.06.2023
342.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.07.2021	5400055300	2022	26.07.2023
343.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	22.11.2021	5400057694	2022	25.11.2023
344.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	02.12.2021	5400057807	2022	03.12.2023
345.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	14.12.2021	5400058073	2022	17.12.2023
346.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	26.03.2020	5400046270	2022	01.04.2022
347.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	26.03.2020	5400046267	2022	01.04.2022
348.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	26.03.2020	5400046259	2022	01.04.2022
349.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	26.03.2020	5400046269	2022	01.04.2022
350.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	26.03.2020	5400046257	2022	01.04.2022
351.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	26.03.2020	5400046271	2022	01.04.2022
352.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	26.03.2020	5400046263	2022	01.04.2022
353.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	08.10.2020	5400049609	2022	15.10.2022
354.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	05.02.2021	5400051587	2022	19.02.2023
355.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	11.02.2021	5400051702	2022	01.03.2023
356.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	11.02.2021	5400051686	2022	01.03.2023
357.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	11.02.2021	5400051703	2022	01.03.2023
358.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	11.02.2021	5400051704	2022	01.03.2023
359.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	23.11.2021	5400051696	2022	15.02.2023
360.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	09.03.2021	5400052094	2022	11.03.2023
361.	ПС 110 кВ Шпагатная	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	06.04.2021	5400052746	2022	26.04.2023

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

1	2	3	4	5	6	7	8	9
582.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	15.12.2021	5400058016	2022	15.12.2023
583.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.12.2021	5400058022	2022	17.12.2023
584.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.12.2021	5400058015	2022	21.12.2023
585.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	15.12.2021	5400058018	2022	15.12.2023
586.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.12.2021	5400058068	2022	17.12.2023
587.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	20.01.2022	5400058548	2022	20.01.2024
588.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.12.2021	5400058080	2022	21.12.2023
589.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	20.12.2021	5400058124	2022	20.12.2023
590.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	28.12.2021	5400058330	2022	28.12.2023
591.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.12.2021	5400058127	2022	21.12.2023
592.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	27.12.2021	5400058193	2022	27.12.2023
593.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	10.01.2022	5400058430	2022	10.01.2024
594.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	29.12.2021	5400058370	2022	29.12.2023
595.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	18.01.2022	5400058461	2022	18.01.2024
596.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	11.01.2022	5400058458	2022	11.01.2024
597.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	11.01.2022	5400058457	2022	11.01.2024
598.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.01.2022	5400058525	2022	17.01.2024
599.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	17.01.2022	5400058523	2022	17.01.2024
600.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	10.01.2022	5400058404	2022	10.01.2024
601.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	28.12.2021	5400058385	2022	28.12.2023
602.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	18.01.2022	5400058532	2022	18.01.2024
603.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.01.2022	5400058593	2022	21.01.2024
604.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	21.01.2022	5400058612	2022	21.01.2024
605.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.01.2022	5400058643	2022	24.01.2024
606.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	24.01.2022	5400058645	2022	24.01.2024
607.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	26.01.2022	5400058692	2022	26.01.2024
608.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	31.01.2022	5400058760	2022	31.01.2024
609.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,015	02.02.2022	5400058757	2022	02.02.2024
610.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,011	03.12.2021	5400057800	2022	03.12.2023
611.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,011	14.12.2021	5400057988	2022	14.12.2023
612.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,011	16.12.2021	5400058029	2022	16.12.2023
613.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	02.08.2021	5400055374	2022	02.08.2023
614.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,01	31.01.2022	5400058730	2022	31.01.2024
615.	ПС 35 кВ БИЗ	физическое лицо	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	0,006	16.09.2021	5400056371	2022	16.09.2023
616.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	16.12.2015	22756	2022	04.12.2022
617.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	27.09.2018	32425	2022	12.12.2022
618.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	19.11.2018	32428	2022	19.12.2022
619.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	19.11.2018	32429	2022	24.11.2022
620.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,03	28.05.2019	35399	2022	04.05.2022
621.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	07.11.2019	37615	2022	17.12.2022
622.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,006	03.02.2020	38556	2022	03.02.2022
623.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Вертикаль-Урал»	АО «ЕЭСК»	0,015	18.03.2020	39030	2022	15.05.2022
624.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,005	15.06.2020	39908	2022	16.06.2022
625.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «АйТауэр»	АО «ЕЭСК»	0,015	22.05.2020	39540	2022	23.05.2022
626.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «АйТауэр»	АО «ЕЭСК»	0,015	22.05.2020	39512	2022	23.05.2022
627.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	15.09.2020	41301	2022	03.11.2022
628.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,006	19.09.2020	41391	2022	06.11.2022
629.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	03.09.2020	41138	2022	17.12.2022
630.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Уктусские бани»	АО «ЕЭСК»	0,15	07.08.2020	40427	2022	08.08.2022
631.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «АйТауэр»	АО «ЕЭСК»	0,015	21.07.2020	40110	2022	22.07.2022
632.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,005	13.10.2020	41652	2022	14.10.2022
633.	ПС 110 кВ Алмазная	МБУ «Физкультурно-оздоровительный комплекс «АЙС»	АО «ЕЭСК»	0,015	24.11.2020	41291	2022	25.11.2022
634.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Специализированный застройщик «ССК Триумф»	АО «ЕЭСК»	0,15	25.11.2020	42148	2022	26.01.2023
635.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Специализированный застройщик «ССК Триумф»	АО «ЕЭСК»	0,15	25.11.2020	42153	2022	26.11.2022
636.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Специализированный застройщик «ССК Триумф»	АО «ЕЭСК»	0,15	24.11.2020	42141	2022	25.11.2022

1	2	3	4	5	6	7	8	9
637.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Компания «ВИМАКС»	АО «ЕЭСК»	0,03	21.01.2021	42693	2022	21.01.2022
638.	ПС 110 кВ Алмазная	МКУ «Городское благоустройство»	АО «ЕЭСК»	0,015	28.07.2021	44324	2022	28.07.2023
639.	ПС 110 кВ Алмазная	МКУ «Городское благоустройство»	АО «ЕЭСК»	0,0004	29.07.2021	44717	2022	29.07.2023
640.	ПС 110 кВ Алмазная	МКУ «Городское благоустройство»	АО «ЕЭСК»	0,0004	29.07.2021	44715	2022	29.07.2023
641.	ПС 110 кВ Алмазная	МКУ «Городское благоустройство»	АО «ЕЭСК»	0,0004	29.07.2021	44716	2022	29.07.2023
642.	ПС 110 кВ Алмазная	МКУ «Городское благоустройство»	АО «ЕЭСК»	0,0006	29.07.2021	44718	2022	29.07.2023
643.	ПС 110 кВ Алмазная	ПК «Садово-сельский кооператив «Дорожник»	АО «ЕЭСК»	0,015	02.07.2021	45314	2022	02.07.2023
644.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «РОСАРМСТРОЙИНВЕСТ»	АО «ЕЭСК»	0,06	02.08.2021	45585	2022	02.08.2023
645.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «ТЕХОСНОВА»	АО «ЕЭСК»	0,006	02.08.2021	45775	2022	02.08.2023
646.	ПС 110 кВ Алмазная	ПК «Садово-сельский кооператив «Дорожник»	АО «ЕЭСК»	0,015	03.08.2021	45826	2022	03.08.2023
647.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «ТЕХОСНОВА»	АО «ЕЭСК»	0,006	30.09.2021	46545	2022	30.09.2023
648.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «ТЕХОСНОВА»	АО «ЕЭСК»	0,006	01.10.2021	46046	2022	01.10.2023
649.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Специализированный застройщик «ССК Триумф»	АО «ЕЭСК»	0,2	26.11.2021	47419	2022	26.11.2023
650.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,072	09.12.2021	47294	2022	09.12.2023
651.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	11.10.2021	46403	2022	11.10.2023
652.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «ТЕХОСНОВА»	АО «ЕЭСК»	0,006	23.11.2021	46791	2022	23.11.2023
653.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.12.2021	47710	2022	16.12.2023
654.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «ТЕХОСНОВА»	АО «ЕЭСК»	0,006	20.12.2021	47952	2022	20.12.2023
655.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.12.2021	48136	2022	30.12.2023
656.	ПС 110 кВ Алмазная	ЗАО «СМУ № 5»	АО «ЕЭСК»	0,31	04.08.2014	16195	2022	20.05.2021
657.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	03.09.2018	32688	2022	03.09.2020
658.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	04.07.2019	35782	2022	04.07.2021
659.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «БЛОК»	АО «ЕЭСК»	0,1	18.07.2019	36050	2022	18.07.2021
660.	ПС 110 кВ Алмазная	ПК «Садово-сельский кооператив «Дорожник»	АО «ЕЭСК»	0,015	26.03.2021	43806	2022	26.09.2021
661.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0135	30.04.2021	44373	2022	30.10.2021
662.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.04.2021	42947	2022	30.10.2021
663.	ПС 110 кВ Алмазная	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.06.2021	44865	2022	23.12.2021
664.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Нижнеисетский пруд»	АО «ЕЭСК»	3,2	29.12.2020	42521	2022	29.12.2022
665.	ПС 110 кВ Алмазная	ООО «Строительная Компания «Уралкомплект»	АО «ЕЭСК»	0,81	13.03.2020	33349	2022	13.03.2022
666.	ПС 110 кВ Алмазная	АО «Корпорация «Атомстройкомплекс»	АО «ЕЭСК»	0,3863	15.09.2017	13448	2022	15.09.2020
667.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,012	13.07.2018	31857	2022	03.10.2022
668.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «АйТауэр»	АО «ЕЭСК»	0,015	22.05.2020	39511	2022	23.05.2022
669.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	16.07.2020	40435	2022	17.07.2022
670.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	08.12.2020	42328	2022	09.12.2022
671.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.12.2020	42432	2022	31.12.2022
672.	ПС 110 кВ Керамик	МКУ «Управление капитального строительства города Екатеринбурга»	АО «ЕЭСК»	0,009	28.12.2020	42454	2022	29.12.2022
673.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «Байкал»	АО «ЕЭСК»	0	13.05.2021	44469	2022	13.05.2022
674.	ПС 110 кВ Керамик	АО «Екатеринбурггаз»	АО «ЕЭСК»	0,0001	11.08.2021	45891	2022	11.08.2023
675.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0055	10.10.2021	46570	2022	10.10.2023
676.	ПС 110 кВ Керамик	МКУ «Служба заказчика Чкаловского района города Екатеринбурга»	АО «ЕЭСК»	0,001	14.12.2021	47780	2022	14.12.2023
677.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.10.2021	46836	2022	14.10.2023
678.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,115	11.01.2018	29932	2022	20.06.2021
679.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,1	14.03.2018	30076	2022	20.06.2021
680.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0105	29.01.2019	34199	2022	29.01.2021
681.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	20.08.2019	36575	2022	20.08.2021
682.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	26.09.2019	37129	2022	26.09.2021
683.	ПС 110 кВ Керамик	МКУ «Управление капитального строительства города Екатеринбурга»	АО «ЕЭСК»	0,0005	30.12.2020	42474	2022	30.06.2021
684.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.03.2021	43578	2022	11.09.2021
685.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	05.05.2021	44447	2022	05.11.2021
686.	ПС 110 кВ Керамик	ООО Специализированный застройщик «РИВЬЕРА- ИНВЕСТ-Екб»	АО «ЕЭСК»	4,8511	11.06.2021	44780	2026	11.06.2023
687.	ПС 110 кВ Керамик	ОАО по механизации работ на транспортном строительстве «Трансстроймеханизация»	АО «ЕЭСК»	4	24.07.2018	31652	2022	24.07.2020

1	2	3	4	5	6	7	8	9
688.	ПС 110 кВ Керамик	ООО «ГК Виктория»	АО «ЕЭСК»	1,18	07.05.2019	35240	2022	07.05.2021
689.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,005	03.02.2022	48233	2022	03.02.2024
690.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,005	07.02.2022	48453	2022	07.02.2024
691.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	09.02.2022	48520	2022	09.02.2024
692.	ПС 110 кВ Керамик	ИП Некрасов Евгений Евгеньевич	АО «ЕЭСК»	0,015	10.01.2022	48187	2022	10.01.2024
693.	ПС 110 кВ Керамик	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	31.01.2022	48375	2022	31.01.2024
694.	ПС 110 кВ Керамик	АО «Металлоторг»	АО «ЕЭСК»	0,365	05.03.2022	48687	2022	05.03.2024
695.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	4,9	16.10.2020	40641	2022	16.10.2022
696.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	4,9	30.09.2020	41039	2022	30.09.2022
697.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	4,9	08.10.2020	41030	2022	08.10.2022
698.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	4,9	12.11.2020	41385	2022	12.11.2022
699.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Принцип недвижимость»	АО «ЕЭСК»	4,9	07.10.2021	46131	2022	07.10.2023
700.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	1,85	28.10.2020	41715	2022	28.10.2022
701.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	1,8	18.08.2020	40824	2022	18.08.2022
702.	ПС 35 кВ Нива	АО «Специализированный застройщик «ЛСР. Недвижимость-Урал»	АО «ЕЭСК»	1,22	14.09.2021	45896	2022	14.09.2023
703.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,669	16.07.2020	40459	2022	19.09.2022
704.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Парк Екатеринбург»	АО «ЕЭСК»	0,5	18.12.2014	18894	2023	31.12.2025
705.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,15	12.12.2019	38009	2022	05.06.2022
706.	ПС 35 кВ Нива	жилищно-строительный кооператив «Георгиевский»	АО «ЕЭСК»	0,15	30.11.2020	42216	2022	01.12.2022
707.	ПС 35 кВ Нива	ИП Талашманов Вячеслав Леонидович	АО «ЕЭСК»	0,15	18.08.2021	45740	2022	18.08.2023
708.	ПС 35 кВ Нива	ИП Лопаницын Степан Александрович	АО «ЕЭСК»	0,15	08.10.2021	46513	2022	08.10.2023
709.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,15	15.11.2021	47020	2022	15.11.2023
710.	ПС 35 кВ Нива	СНТ «Наука»	АО «ЕЭСК»	0,15	08.11.2021	46894	2022	08.11.2023
711.	ПС 35 кВ Нива	ИП Талашманов Вячеслав Леонидович	АО «ЕЭСК»	0,15	08.06.2021	44151	2022	08.12.2021
712.	ПС 35 кВ Нива	ИП Талашманов Вячеслав Леонидович	АО «ЕЭСК»	0,15	08.06.2021	44346	2022	08.12.2021
713.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Главсредуралстрой-Девелопмент»	АО «ЕЭСК»	0,149	12.08.2020	40541	2022	13.08.2022
714.	ПС 35 кВ Нива	Екатеринбургское МУП водопроводно-канализационного хозяйства	АО «ЕЭСК»	0,11	24.07.2020	40185	2022	25.07.2022
715.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,1	21.12.2021	47707	2022	21.12.2023
716.	ПС 35 кВ Нива	местная религиозная организация православный Приход Святителя Николая Чудотворца п. Исток г. Екатеринбург Екатеринбургской Епархии Русской Православной Церкви	АО «ЕЭСК»	0,097	14.06.2016	24419	2022	24.05.2021
717.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба Север»	АО «ЕЭСК»	0,065	09.10.2019	37128	2022	09.10.2021
718.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,05	08.07.2020	40006	2022	09.07.2022
719.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,05	20.07.2020	40012	2022	21.07.2022
720.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,05	21.05.2021	44572	2022	21.05.2022
721.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Прасол-ЕК»	АО «ЕЭСК»	0,05	03.03.2021	43476	2022	03.09.2021
722.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,045	15.02.2019	34430	2022	15.02.2021
723.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,035	01.10.2021	46351	2022	01.10.2023
724.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,03	05.01.2019	34051	2022	09.01.2022
725.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,03	09.06.2019	35580	2022	28.10.2022
726.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,03	27.01.2020	38341	2022	12.03.2023
727.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,025	17.12.2019	37463	2022	17.12.2021
728.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,024	17.05.2021	44381	2022	17.05.2022
729.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	15.03.2018	30372	2022	05.04.2022
730.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	15.03.2018	30367	2022	14.01.2023
731.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.07.2018	31991	2022	22.07.2022
732.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	07.08.2018	32340	2022	10.03.2023
733.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	10.08.2018	32338	2022	10.03.2023
734.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	10.08.2018	32342	2022	10.03.2023
735.	ПС 35 кВ Нива	ПАО «Мобильные ТелеСистемы»	АО «ЕЭСК»	0,015	15.11.2019	37335	2022	20.01.2022
736.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.05.2020	39636	2022	19.05.2022
737.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.04.2020	39130	2022	10.04.2022
738.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.04.2020	39208	2022	10.04.2022
739.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	15.06.2020	39631	2022	16.06.2022

1	2	3	4	5	6	7	8	9
740.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.06.2020	39984	2022	24.06.2022
741.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.08.2020	40721	2022	07.08.2022
742.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.09.2020	41154	2022	07.09.2022
743.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.08.2020	40780	2022	29.08.2022
744.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.09.2020	41166	2022	02.09.2022
745.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.08.2020	40707	2022	07.08.2022
746.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.07.2020	40381	2022	22.07.2022
747.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.07.2020	40375	2022	22.07.2022
748.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	15.10.2020	41774	2022	16.10.2022
749.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.10.2020	40008	2022	09.10.2022
750.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.10.2020	41649	2022	10.10.2022
751.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.10.2020	41495	2022	06.10.2022
752.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.10.2020	41939	2022	29.10.2022
753.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.12.2020	42173	2022	03.12.2022
754.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.12.2020	42406	2022	15.12.2022
755.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.12.2020	42430	2022	25.12.2022
756.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.12.2020	42310	2022	22.12.2022
757.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.12.2020	42473	2022	10.03.2023
758.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	22.12.2020	42524	2022	23.12.2022
759.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	22.12.2020	42523	2022	23.12.2022
760.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.02.2021	43064	2022	09.02.2023
761.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.06.2021	45186	2022	28.06.2022
762.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	19.08.2021	45969	2022	19.08.2023
763.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.07.2021	45435	2022	05.07.2023
764.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.08.2021	45976	2022	11.08.2023
765.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	12.08.2021	45839	2022	12.08.2023
766.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.08.2021	45753	2022	16.08.2023
767.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.07.2021	45560	2022	14.07.2023
768.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.08.2021	45417	2022	23.08.2023
769.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	04.08.2021	45777	2022	04.08.2023
770.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.08.2021	44809	2022	05.08.2023
771.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	14.09.2021	46352	2022	14.09.2023
772.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.08.2021	45872	2022	05.08.2023
773.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.08.2021	44844	2022	05.08.2023
774.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	10.08.2021	45744	2022	10.08.2023
775.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.07.2021	45664	2022	21.07.2023
776.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.07.2021	45386	2022	23.07.2023
777.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.08.2021	45949	2022	30.08.2023
778.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.09.2021	46389	2022	16.09.2023
779.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.09.2021	45572	2022	20.09.2023
780.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.11.2021	47459	2022	26.11.2023
781.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.11.2021	47160	2022	26.11.2023
782.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.11.2021	47552	2022	29.11.2023
783.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.11.2021	47559	2022	30.11.2023
784.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	04.10.2021	46696	2022	04.10.2023
785.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.10.2021	46315	2022	05.10.2023
786.	ПС 35 кВ Нива	СНТ «Сосновый бор»	АО «ЕЭСК»	0,015	06.10.2021	45668	2022	06.10.2023
787.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.10.2021	46679	2022	06.10.2023
788.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.10.2021	47047	2022	29.10.2023
789.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.12.2021	47621	2022	02.12.2023
790.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.12.2021	47484	2022	06.12.2023
791.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.10.2021	46543	2022	11.10.2023
792.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.11.2021	47250	2022	01.11.2023
793.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.11.2021	47208	2022	08.11.2023
794.	ПС 35 кВ Нива	СНТ «Сосновый бор»	АО «ЕЭСК»	0,015	08.11.2021	47270	2022	08.11.2023

1	2	3	4	5	6	7	8	9
795.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.11.2021	46753	2022	09.11.2023
796.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	15.12.2021	47838	2022	15.12.2023
797.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.12.2021	47960	2022	23.12.2023
798.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.12.2021	47752	2022	17.12.2023
799.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.08.2016	25217	2022	26.12.2021
800.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	25.11.2016	26073	2022	13.11.2021
801.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.12.2017	29541	2022	11.12.2021
802.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.03.2018	30370	2022	23.03.2021
803.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.03.2018	30388	2022	23.03.2021
804.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.03.2018	30511	2022	26.03.2021
805.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.03.2018	30521	2022	26.03.2021
806.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.03.2018	30519	2022	26.03.2021
807.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.03.2018	30528	2022	26.03.2021
808.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.03.2018	30374	2022	23.03.2021
809.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.03.2018	30522	2022	23.03.2021
810.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.03.2018	30390	2022	23.03.2021
811.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.03.2018	30371	2022	23.03.2021
812.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.03.2018	30387	2022	23.03.2021
813.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	15.03.2018	30375	2022	15.03.2021
814.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	15.03.2018	30373	2022	15.03.2021
815.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	15.03.2018	30378	2022	15.03.2021
816.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.03.2018	30487	2022	27.03.2021
817.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.03.2018	30483	2022	27.03.2021
818.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.03.2018	30488	2022	27.03.2021
819.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.03.2018	30480	2022	27.03.2021
820.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.03.2018	30481	2022	27.03.2021
821.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.03.2018	30489	2022	27.03.2021
822.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.03.2018	30527	2022	26.03.2021
823.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.05.2018	30906	2022	09.05.2021
824.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.04.2018	30446	2022	06.04.2020
825.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.04.2018	30826	2022	24.04.2021
826.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.04.2018	30840	2022	24.04.2021
827.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.04.2018	30745	2022	24.04.2021
828.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.04.2018	30827	2022	24.04.2021
829.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.04.2018	30720	2022	09.04.2021
830.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	10.08.2018	32273	2022	30.03.2021
831.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.08.2018	31893	2022	13.08.2021
832.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	10.08.2018	32335	2022	31.03.2021
833.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.09.2018	32922	2022	28.03.2021
834.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.10.2018	33368	2022	29.10.2021
835.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.10.2018	33344	2022	23.10.2021
836.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.10.2018	33342	2022	23.10.2021
837.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.10.2018	33347	2022	23.10.2021
838.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.03.2019	34762	2022	26.03.2021
839.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.01.2019	34092	2022	09.01.2021
840.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	07.08.2019	36527	2022	07.08.2021
841.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.07.2019	35889	2022	09.07.2021
842.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба Север»	АО «ЕЭСК»	0,015	01.08.2019	36388	2022	01.08.2021
843.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	25.07.2019	36377	2022	25.07.2021
844.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.09.2019	37047	2022	30.09.2021
845.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	25.07.2019	36378	2022	25.07.2021
846.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	25.07.2019	36379	2022	25.07.2021
847.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба Север»	АО «ЕЭСК»	0,015	31.07.2019	36381	2022	31.07.2021
848.	ПС 35 кВ Нива	СНТ «Кедр»	АО «ЕЭСК»	0,015	06.08.2019	35854	2022	06.08.2021
849.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.11.2019	37729	2022	26.11.2021

1	2	3	4	5	6	7	8	9
850.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.10.2019	36657	2022	30.10.2021
851.	ПС 35 кВ Нива	ИП Гаджиева Бурليات Агазиевна	АО «ЕЭСК»	0,015	04.12.2019	37910	2022	04.12.2021
852.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.07.2017	28397	2022	27.07.2020
853.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.04.2019	35145	2022	17.05.2021
854.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	30.06.2020	40156	2022	15.04.2021
855.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.02.2021	43229	2022	16.08.2021
856.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	21.01.2021	42612	2022	21.07.2021
857.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.01.2021	42893	2022	29.07.2021
858.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.02.2021	42877	2022	02.08.2021
859.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.01.2021	42594	2022	21.07.2021
860.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	04.03.2021	43522	2022	04.09.2021
861.	ПС 35 кВ Нива	ДНП «Усадьба»	АО «ЕЭСК»	0,015	10.03.2021	43535	2022	10.09.2021
862.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	03.03.2021	43479	2022	03.09.2021
863.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.03.2021	43795	2022	26.09.2021
864.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.03.2021	43786	2022	29.09.2021
865.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.03.2021	43747	2022	22.09.2021
866.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.03.2021	43324	2022	24.09.2021
867.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	25.03.2021	43532	2022	25.09.2021
868.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	04.05.2021	44311	2022	04.11.2021
869.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	04.05.2021	44313	2022	04.11.2021
870.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.06.2021	44796	2022	15.07.2021
871.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	01.04.2021	43860	2022	01.10.2021
872.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	19.05.2021	43992	2022	19.11.2021
873.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.04.2021	44278	2022	26.10.2021
874.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.04.2021	44331	2022	27.10.2021
875.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.04.2021	44425	2022	28.10.2021
876.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	12.05.2021	43501	2022	12.11.2021
877.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.04.2021	43385	2022	22.10.2021
878.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.06.2021	44913	2022	21.12.2021
879.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.06.2021	45068	2022	05.08.2021
880.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,014	17.11.2021	47358	2022	17.11.2023
881.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,014	14.12.2021	47796	2022	14.12.2023
882.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,014	20.12.2021	47755	2022	20.12.2023
883.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	29.01.2020	38501	2022	29.01.2022
884.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	09.08.2021	45908	2022	09.08.2023
885.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	15.10.2021	46638	2022	15.10.2023
886.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	16.04.2018	30789	2022	16.04.2021
887.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	19.04.2018	30493	2022	23.01.2021
888.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	21.10.2019	37244	2022	21.10.2021
889.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,012	04.10.2021	46361	2022	04.10.2023
890.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,012	04.03.2021	43545	2022	04.09.2021
891.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,012	20.04.2021	44256	2022	20.10.2021
892.	ПС 35 кВ Нива	ООО «Екатеринбург-2000»	АО «ЕЭСК»	0,011	24.12.2020	42528	2022	25.12.2022
893.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0105	10.09.2021	46238	2022	10.09.2023
894.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0105	01.09.2021	46154	2022	01.09.2023
895.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0105	28.10.2021	46434	2022	28.10.2023
896.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0105	06.12.2021	47429	2022	06.12.2023
897.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0105	02.08.2019	36194	2022	02.08.2021
898.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0105	01.02.2021	42871	2022	01.08.2021
899.	ПС 35 кВ Нива	ИП Кагарманов Алтаир Ангарович	АО «ЕЭСК»	0,01	15.09.2021	42945	2022	15.09.2023
900.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	25.10.2021	46606	2022	25.10.2023
901.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	23.05.2018	30934	2022	23.05.2021
902.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	30.12.2021	48005	2022	30.12.2023
903.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0075	08.11.2021	46870	2022	08.11.2023
904.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,003	27.10.2021	47031	2022	27.10.2023

1	2	3	4	5	6	7	8	9
905.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0	02.07.2021	45006	2022	02.07.2023
906.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0	02.08.2021	45575	2022	02.08.2023
907.	ПС 35 кВ Нива	Екатеринбургское МУП водопроводно-канализационного хозяйства	АО «ЕЭСК»	0	05.08.2021	45584	2022	05.08.2023
908.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0	27.10.2021	46714	2022	27.10.2023
909.	ПС 35 кВ Нива	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0	31.05.2021	44775	2022	30.11.2021
910.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,15	07.12.2020	42251	2022	08.12.2022
911.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,15	07.12.2020	42254	2022	08.12.2022
912.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,15	07.12.2020	42262	2022	08.12.2022
913.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,15	07.12.2020	42263	2022	08.12.2022
914.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,15	07.12.2020	42252	2022	08.12.2022
915.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,15	07.12.2020	42266	2022	08.12.2022
916.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,15	07.12.2020	42253	2022	08.12.2022
917.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,15	07.12.2020	42256	2022	08.12.2022
918.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток"	АО «ЕЭСК»	0,15	04.12.2020	42276	2022	05.12.2022
919.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,15	04.12.2020	42278	2022	05.12.2022
920.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,15	04.12.2020	42272	2022	05.12.2022
921.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,15	04.12.2020	42290	2022	05.12.2022
922.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «ГАЗМАГИСТРАЛЬ»	АО «ЕЭСК»	0,15	17.11.2021	46916	2022	17.11.2023
923.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «ГлавСредУралСтройБетон»	АО «ЕЭСК»	0,15	29.07.2019	36359	2022	29.07.2021
924.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «Исток»	АО "ЕЭСК"	0,15	04.12.2020	42289	2022	04.06.2021
925.	ПС 35 кВ Полевая	ООО «ГлавСредУралСтройБетон»	АО "ЕЭСК"	0,1	23.09.2019	36993	2022	23.09.2021
926.	ПС 35 кВ Полевая	филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	АО "ЕЭСК"	0,025	31.07.2020	39694	2022	01.08.2022
927.	ПС 35 кВ Полевая	СНТ «Сосновый бор»	АО «ЕЭСК»	0,015	03.08.2020	40716	2022	04.08.2022
928.	ПС 35 кВ Полевая	СНТ «Сосновый бор»	АО «ЕЭСК»	0,015	28.07.2021	45643	2022	28.07.2023
929.	ПС 35 кВ Полевая	СНТ «Сосновый бор»	АО «ЕЭСК»	0,015	15.07.2021	45610	2022	15.07.2023
930.	ПС 35 кВ Полевая	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.07.2021	45606	2022	20.07.2023
931.	ПС 35 кВ Полевая	СНТ «Сосновый бор»	АО «ЕЭСК»	0,015	16.09.2021	46414	2022	16.09.2023
932.	ПС 35 кВ Полевая	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	23.12.2021	47851	2022	23.12.2023
933.	ПС 35 кВ Полевая	СНТ «Сосновый бор»	АО «ЕЭСК»	0,015	26.03.2021	43761	2022	26.09.2021
934.	ПС 35 кВ Полевая	СНТ «Сосновый бор»	АО «ЕЭСК»	0,015	29.03.2021	43949	2022	29.09.2021
935.	ПС 35 кВ Полевая	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.05.2021	44731	2022	27.11.2021
936.	ПС 35 кВ Полевая	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.05.2021	44426	2022	17.11.2021
937.	ПС 35 кВ Полевая	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01125	30.06.2021	45426	2022	30.12.2021
938.	ПС 35 кВ Полевая	СНТ «Сосновый бор»	АО «ЕЭСК»	0,007	11.11.2021	47285	2022	11.11.2023
939.	ПС 35 кВ Полевая	СНТ «Сосновый бор»	АО «ЕЭСК»	0,007	08.11.2021	47269	2022	08.11.2023
940.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.08.2018	31847	2022	12.09.2022
941.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.01.2020	38366	2022	06.02.2022
942.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.12.2020	42219	2022	13.01.2023
943.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.12.2020	42503	2022	25.12.2022
944.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	25.12.2020	42470	2022	26.12.2022
945.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.01.2021	42446	2022	12.01.2023
946.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	15.01.2021	42666	2022	16.01.2023
947.	ПС 110 кВ Родник	ООО «Исток»	АО «ЕЭСК»	0,015	07.10.2021	46814	2022	07.10.2023
948.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	02.12.2021	47457	2022	02.12.2023
949.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	22.12.2021	47869	2022	22.12.2023
950.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.01.2018	29995	2022	28.08.2021
951.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.11.2018	33649	2022	24.11.2020
952.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,065	28.11.2018	33676	2022	01.04.2021
953.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,08	28.11.2018	33672	2022	10.12.2021
954.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,08	28.11.2018	33673	2022	10.12.2021
955.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,03	11.06.2019	35071	2022	11.06.2021
956.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,115	10.12.2019	37759	2022	10.12.2021
957.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,115	10.12.2019	37760	2022	10.12.2021
958.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,115	10.12.2019	37758	2022	10.12.2021
959.	ПС 110 кВ Родник	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	03.03.2021	42883	2022	03.09.2021

1	2	3	4	5	6	7	8	9
960.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,2	22.05.2015	20300	2022	22.04.2022
961.	ПС 110 кВ Исток	ООО «Город–2016», ИП	АО «ЕЭСК»	0,0757	12.10.2017	28661	2022	17.10.2022
962.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	13.02.2018	30191	2022	13.02.2022
963.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	25.05.2018	31133	2022	25.05.2022
964.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	06.07.2018	31364	2022	26.07.2022
965.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.06.2018	31379	2022	20.06.2022
966.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,005	23.07.2018	31906	2022	28.04.2022
967.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.07.2018	31956	2022	17.07.2022
968.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.08.2018	32334	2022	30.08.2022
969.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,1	16.10.2018	32886	2022	16.05.2022
970.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,005	24.10.2018	33364	2022	02.10.2022
971.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	29.01.2019	34041	2022	29.05.2022
972.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.01.2019	34178	2022	04.05.2022
973.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	13.03.2019	34363	2022	13.03.2022
974.	ПС 110 кВ Исток	АО «Научно-производственное предприятие «Старт» им. А.И. Яскина»	АО «ЕЭСК»	2	07.06.2019	34795	2022	27.10.2023
975.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,15	24.04.2019	34984	2022	19.05.2022
976.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	20.05.2019	35377	2022	20.05.2022
977.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0375	24.06.2019	35772	2022	24.06.2022
978.	ПС 110 кВ Исток	ООО «Специализированный застройщик «Бессарабская 1»	АО «ЕЭСК»	0,15	26.07.2019	35945	2022	26.07.2022
979.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	08.07.2019	35955	2022	08.07.2022
980.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0125	23.08.2019	36113	2022	12.08.2022
981.	ПС 110 кВ Исток	АО «Оборонэнерго»	АО «ЕЭСК»	0,3	06.08.2019	36165	2022	13.08.2022
982.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.01.2020	38364	2022	21.01.2022
983.	ПС 110 кВ Исток	ООО «Вертикаль-Урал»	АО «ЕЭСК»	0,015	10.02.2020	38415	2022	10.02.2022
984.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.01.2020	38429	2022	06.03.2022
985.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,0034	05.03.2020	38953	2022	17.05.2022
986.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,3	20.05.2020	39419	2022	21.05.2022
987.	ПС 110 кВ Исток	филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	АО «ЕЭСК»	0,025	31.07.2020	39705	2022	01.08.2022
988.	ПС 110 кВ Исток	СНТ № 4 «Солнечный»	АО «ЕЭСК»	0,015	14.07.2020	39787	2022	01.08.2022
989.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	21.07.2020	40153	2022	22.07.2022
990.	ПС 110 кВ Исток	АО «Русские Башни»	АО «ЕЭСК»	0,015	13.08.2020	40787	2022	11.11.2022
991.	ПС 110 кВ Исток	АО «Русские Башни»	АО «ЕЭСК»	0,015	29.10.2020	40983	2022	23.05.2022
992.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,025	11.01.2021	42540	2022	12.01.2023
993.	ПС 110 кВ Исток	ООО «Екатеринбург-2000»	АО «ЕЭСК»	0,011	13.01.2021	42651	2022	14.01.2023
994.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	27.01.2021	42845	2022	26.05.2022
995.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,014	08.02.2021	43100	2022	09.02.2023
996.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	19.02.2021	43127	2022	19.02.2022
997.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	01.03.2021	43182	2022	29.03.2022
998.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	24.02.2021	43189	2022	30.02.2023
999.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,001	03.03.2021	43195	2022	03.03.2022
1000.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	29.04.2021	43196	2022	01.05.2023
1001.	ПС 110 кВ Исток	ПАО «Ростелеком»	АО «ЕЭСК»	0,005	09.04.2021	43252	2022	02.06.2022
1002.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	09.03.2021	43546	2022	09.03.2022
1003.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	15.03.2021	43629	2022	04.06.2022
1004.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	25.08.2021	43630	2022	05.06.2022
1005.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.03.2021	43694	2022	06.06.2022
1006.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,005	25.08.2021	43732	2022	25.08.2023
1007.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,003	25.08.2021	43753	2022	26.08.2023
1008.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,125	13.04.2021	43766	2022	09.06.2022
1009.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.04.2021	43883	2022	10.06.2022
1010.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.04.2021	44005	2022	11.06.2022
1011.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.05.2021	44270	2022	12.06.2022
1012.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	05.05.2021	44379	2022	13.06.2022
1013.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	11.05.2021	44543	2022	14.06.2022
1014.	ПС 110 кВ Исток	ООО «Компания «ВИМАКС»	АО «ЕЭСК»	0,015	11.05.2021	44544	2022	11.05.2022
1015.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	03.06.2021	44774	2022	16.06.2022
1016.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,005	31.05.2021	44828	2022	31.05.2022
1017.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	07.06.2021	44835	2022	18.06.2022

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1018.	ПС 110 кВ Исток	СНТ «ЗАРЯ»	АО «ЕЭСК»	0,14	19.01.2022	47889	2022	19.01.2023
1019.	ПС 110 кВ Исток	МКУ «Управление заказчика по капитальному ремонту»	АО «ЕЭСК»	0,02948	29.11.2021	45028	2022	20.06.2022
1020.	ПС 110 кВ Исток	СНТ «Южный-3»	АО «ЕЭСК»	0,12	19.01.2022	47924	2022	21.06.2022
1021.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.06.2021	45111	2022	22.06.2022
1022.	ПС 110 кВ Исток	СНТ «Дорожник»	АО «ЕЭСК»	0,14	25.01.2022	48238	2022	25.01.2024
1023.	ПС 110 кВ Исток	ООО «Инвест-Медицина»	АО «ЕЭСК»	0,62	06.10.2021	45638	2022	06.10.2023
1024.	ПС 110 кВ Исток	ООО «ТЕХОСНОВА»	АО «ЕЭСК»	0,006	09.08.2021	45892	2022	09.08.2023
1025.	ПС 110 кВ Исток	ООО «ТЕХОСНОВА»	АО «ЕЭСК»	0,006	01.10.2021	46284	2022	01.10.2023
1026.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	31.08.2021	46305	2022	31.08.2023
1027.	ПС 110 кВ Исток	АО «Екатеринбурггаз»	АО «ЕЭСК»	0,003	14.09.2021	46344	2022	14.09.2023
1028.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	07.10.2021	46345	2022	29.06.2022
1029.	ПС 110 кВ Исток	ООО «Екатеринбург-2000»	АО «ЕЭСК»	0,011	09.09.2021	46375	2022	09.09.2023
1030.	ПС 110 кВ Исток	ООО «ДИСКОНТ»	АО «ЕЭСК»	0,15	30.09.2021	46576	2022	30.09.2023
1031.	ПС 110 кВ Исток	МКУ «Городское благоустройство»	АО «ЕЭСК»	0,015	15.12.2021	46621	2022	02.07.2022
1032.	ПС 110 кВ Исток	МКУ «Городское благоустройство»	АО «ЕЭСК»	0,015	15.12.2021	46623	2022	03.07.2022
1033.	ПС 110 кВ Исток	МКУ «Городское благоустройство»	АО «ЕЭСК»	0,015	15.12.2021	46624	2022	04.07.2022
1034.	ПС 110 кВ Исток	садоводческий потребительский кооператив «Молния-56»	АО «ЕЭСК»	0,15	29.11.2021	46948	2022	05.07.2022
1035.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	17.11.2021	47239	2022	06.07.2022
1036.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.11.2021	47346	2022	07.07.2022
1037.	ПС 110 кВ Исток	ООО «СтройПроект»	АО «ЕЭСК»	0,0475	22.11.2021	47398	2022	08.07.2022
1038.	ПС 110 кВ Исток	СНТ «Зеленая поляна-1», СНТ «Зеленая поляна-2», СНТ «Звездочка»	АО «ЕЭСК»	0,2	16.12.2021	47508	2022	09.07.2022
1039.	ПС 110 кВ Исток	ООО «Электрические технологии»	АО «ЕЭСК»	0,63	30.12.2021	47702	2022	10.07.2022
1040.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,08	15.12.2021	47744	2022	11.07.2022
1041.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.01.2022	48036	2022	12.07.2022
1042.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,055	14.01.2022	48099	2022	13.07.2022
1043.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,008	28.01.2022	48160	2022	14.07.2022
1044.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	14.01.2022	48168	2022	15.07.2022
1045.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	26.01.2022	48302	2022	16.07.2022
1046.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	28.01.2022	48321	2022	17.07.2022
1047.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	31.01.2022	48333	2022	18.07.2022
1048.	ПС 110 кВ Исток	ООО «ТЕХОСНОВА»	АО «ЕЭСК»	0,006	01.02.2022	48353	2022	19.07.2022
1049.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	31.01.2022	48407	2022	20.07.2022
1050.	ПС 110 кВ Исток	ООО «Главсредуралстрой-Девелопмент»	АО «ЕЭСК»	0,015	03.02.2022	48455	2022	21.07.2022
1051.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	07.02.2022	48567	2022	22.07.2022
1052.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	07.02.2022	48582	2022	23.07.2022
1053.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	16.02.2022	48625	2022	24.07.2022
1054.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	10.02.2022	48635	2022	25.07.2022
1055.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	17.02.2022	48821	2022	26.07.2022
1056.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,01	25.02.2022	48825	2022	27.07.2022
1057.	ПС 110 кВ Исток	СНТ «МИР И ДРУЖБА»	АО «ЕЭСК»	0,134	05.03.2022	48833	2022	28.07.2022
1058.	ПС 110 кВ Исток	ООО «ТЕХОСНОВА»	АО «ЕЭСК»	0,006	18.02.2022	48839	2022	29.07.2022
1059.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	18.02.2022	48890	2022	30.07.2022
1060.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,014	03.03.2022	48984	2022	31.07.2022
1061.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.03.2022	49122	2022	01.08.2022
1062.	ПС 110 кВ Исток	физическое лицо	АО «ЕЭСК»	0,015	11.03.2022	49159	2022	02.08.2022

**ПЕРЕЧЕНЬ
мероприятий по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного
электроснабжения потребителей Свердловской области**

Номер строки	Объект электроэнергетики	Наименование мероприятия	Организация, ответственная за реализацию мероприятия	Параметры оборудования		Краткое обоснование необходимости реализации мероприятия	Срок реализации мероприятия
				до реконструкции	после реконструкции ⁱ		
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ПС 220 кВ Сварочная	расширение ОРУ 110 кВ на ПС 220 кВ Сварочная на одну линейную ячейку с установкой выключателя 110 кВ	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала	–	новая ячейка 110 кВ с Ином = 1000 А	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Уралэлектромедь»	2022 год
2.	КЛ 110 кВ Сварочная – Электромедь № 2	строительство КЛ 110 кВ Сварочная – Электромедь № 2	АО «Уралэлектромедь»	–	3,077 км, АПвПу2г-1 х 400/95-64/110	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Уралэлектромедь»	2022 год
3.	ПС 110 кВ Электромедь	расширение ОРУ 110 кВ на ПС 110 кВ Электромедь на одну линейную ячейку с установкой выключателя 110 кВ	АО «Уралэлектромедь»	–	новая ячейка 110 кВ с Ином = 1000 А	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Уралэлектромедь»	2022 год
4.	КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская II цепь с отпайками	организация шлейфового захода КВЛ 110 кВ Южная – Сибирская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Новоколыцовская	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	–	3,233+3,249 км АПвПу2г-1*630/95-64/110, 2,137+1,984 км АС-150/24	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ГКУ Свердловской области «Управление капитального строительства Свердловской области» (электроснабжение объектов, необходимых для проведения Всемирных студенческих игр ФИСУ 2023 года в г. Екатеринбурге и ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»)	2022 год
5.	ПС 110 кВ Новоколыцовская	реконструкция сети 35 кВ с переводом ПС 35 кВ Кольцово на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Новоколыцовская) с установкой двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	–	2х25 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ГКУ Свердловской области «Управление капитального строительства Свердловской области» (электроснабжение объектов, необходимых для проведения Всемирных студенческих игр ФИСУ 2023 года в г. Екатеринбурге и ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»)	2022 год

1	2	3	4	5	6	7	8
6.	ПС 110 кВ Титан	реконструкция ПС 110 кВ Титан с заменой двух трансформаторов мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	2х10 МВА	2х16 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «Особая экономическая зона «Титановая Долина»	2022 год
7.	ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 и 2 с отпайками	замена провода ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 и 2 с отпайками на участке от ПС 220 кВ Вязовская до отпайки на ПС 110 кВ Полимер	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	2х0,18 км, АС-120	2х0,18 км, провод с ИДТН ≥ 450 А при $t = +18^{\circ}\text{C}$	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «Особая экономическая зона «Титановая Долина»	2022 год
8.	ПС 110 кВ Карпушиха	реконструкция ПС 110 кВ Карпушиха с заменой трансформатора мощностью 10 МВА на трансформатор 16 МВА	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	1х10 МВА	1х16 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Медно-Рудная компания»	2023 год
9.	ПС 110 кВ Пышма	реконструкция ПС 110 кВ Пышма с переносом на новую площадку и заменой трех трансформаторов мощностью 31,5 МВА каждый на три трансформатора мощностью 40 МВА каждый	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	3х31,5 МВА	3х40 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Уралэлектромедь»	2024 год
10.	КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Пышма с отпайками, КВЛ 110 кВ Сварочная – Пышма	перезавод КВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Пышма с отпайками, КВЛ 110 кВ Сварочная – Пышма на вновь сооружаемое ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Пышма	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	–	0,271 км АС-185/29 0,259 км ПвПу2г 3(1х630/120-110/64) 0,271 км АС-185/29 0,287 км ПвПу2г 3(1х630/120-110/64)	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Уралэлектромедь»	2024 год
11.	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Кузино с отпайками и ВЛ 110 кВ Первоуральская – Бойцы	перевод отпаяк на ПС 110 кВ Подволошная с ВЛ 110 кВ Первоуральская – Кузино с отпайками и ВЛ 110 кВ Первоуральская – Бойцы на ВЛ 110 кВ Первоуральская – Металл I, II цепь с отпайками	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	-	1,564+1,587 км, АС-120/19	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «СТИЛ»	2022 год
12.	ПС 110 кВ Подволошная	замена существующих трансформаторов тока ТТ В 110 кВ Т-1 и ТТ В 110 кВ Т-2 ОРУ 110 кВ на оборудование номинальным током не менее 126 А	ОАО «РЖД»	Ином = 200 А	Ином ≥ 126 А	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «СТИЛ»	2022 год
13.	ПС 110 кВ Подволошная	реконструкция ПС 110 кВ Подволошная с заменой двух трансформаторов мощностью 16 МВА и 15 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	1х15 МВА 1х16 МВА	2х25 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «СТИЛ»	2022 год
14.	ПС 110 кВ Волковская	реконструкция ПС 110 кВ Волковская с переносом места размещения ПС на новое место и заменой силовых	АО «Святогор»	1х6,3 МВА 1х10 МВА	2х63 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Святогор»	2023 год

1	2	3	4	5	6	7	8
		трансформаторов 1х6,3 МВА и 1х10 МВА на трансформаторы 2х63 МВА					
15.	ВЛ 110 кВ В. Тура – Тагил 1, 2 с отпайками	сооружение отпайек от ВЛ 110 кВ В. Тура – Тагил 1, 2 с отпайками до ПС 110 кВ Волковская, сооружаемой на новом месте	АО «Святогор»	–	7,315 км, АС-150/24	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Святогор»	2023 год
16.	Новая ПС 110/10 кВ	строительство ПС 110/10 кВ с установкой двух трансформаторов мощностью 25 МВА каждый	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	–	2х25 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Атом-ТОР»	2023 год
17.	ВЛ 110 кВ Верхнетагильская ГРЭС – Первомайская 3, 6	сооружение отпайек от ВЛ 110 кВ Верхнетагильская ГРЭС – Первомайская 3, 6 до новой ПС 110/10 кВ	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	–	2х0,5 км, АС-70	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Атом-ТОР»	2023 год
18.	ПС 110 кВ Гагарский	замена ошиновки ВЛ 110 кВ Белоярская АЭС – Гагарский на ПС 1110 кВ Гагарский	ОАО «РЖД»	АС-120	провод с ИДДТН ≥ 408 А, ИАДТН ≥ 501 А при t = +19°C	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Атомстройкомплекс Цемент»	2023 год
19.	ПС 110 кВ Обжиговая	реконструкция ПС 110 кВ Обжиговая с установкой второго трансформатора мощностью 4,0 МВА	ООО «ЕвразЭнергоТранс»	1х6,3 МВА	1х6,3 МВА; 1х4 МВА	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ЕВРАЗ–НТМК»	2023 год
20.	ПС 110 кВ Тугулым	реконструкция ПС 110 кВ Тугулым с заменой трансформатора 1х6,3 МВА на 1х10 МВА	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	1х6,3 МВА	1х10 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2023 год
21.	ПС 110 кВ Шпагатная	реконструкция ПС 110 кВ Шпагатная с заменой трансформаторов 2х16 МВА на 2х40 МВА	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	2х16 МВА	2х40 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2022 год
22.	ПС 110 кВ Свобода	реконструкция ПС 110 кВ Свобода с заменой Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА и с установкой второго трансформатора мощностью 16 МВА	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	1х10 МВА	2х16 МВА	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2026 год
23.	ПС 110 кВ Свердловская	реконструкция ПС 110 кВ Свердловская с заменой трансформатора 1х31,5 МВА на 1х40 МВА	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	1х31,5 МВА	1х40 МВА	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2024 год
24.	ПС 110 кВ Алмазная	реконструкция ПС 110 кВ Алмазная с заменой трансформаторов 2х6,3 МВА на трансформаторы 2х16 МВА	АО «ЕЭСК»	2х6,3МВА	2х16 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2025 год

1	2	3	4	5	6	7	8
25.	ПС 110 кВ Керамик	реконструкция ПС 110 кВ Керамик с заменой трансформаторов 2х10 МВА на трансформаторы 2х25 МВА	АО «ЕЭСК»	2х10 МВА	2х25 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2023 год
26.	ПС 110 кВ Нива	реконструкция ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ и установкой трансформаторов 2х25 МВА и ликвидацией ПС 35 кВ Полевая	АО «ЕЭСК»	–	2х25 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2024 год
27.	ВЛ 110 Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская	сооружение отпайки от ВЛ 110 Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская до ПС 110 кВ Нива	АО «ЕЭСК»	–	3,3 км, АС-70	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2024 год
28.	ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками	реконструкция ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с ликвидацией отпайки на ПС 35 кВ Полевая, переводом на напряжение 110 кВ и образованием отпайки от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	–	7,33 км, АС-70	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	2024 год
29.	ПС 110 кВ Михайловская	реконструкция ПС 110 кВ Михайловская с заменой БСК	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	48,72 Мвар	33,52 Мвар	замена оборудования, содержащего запрещенные стойкие органические загрязнители (полихлорированные бифенилы)	2023 год
30.	КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками	реконструкция КВЛ 110 кВ Дегтярка – Полевская с отпайками от опоры № 26 до опоры № 128 с заменой опор и провода ЛЭП	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	20,19 км, М-70	19,83 км, АС-120	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	2026 год
31.	ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I и II цепь с отпайками	реконструкция ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от порталов ПС 110 кВ Хромпик до порталов 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская с заменой опор и провода ЛЭП	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	2х10,62 км, АС-300/48	2х10,62 км, АСК-300	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	2027 год
32.	ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень, ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень	реконструкция ВЛ 110 кВ Азиатская – Чекмень на участке от портала ПС 110 кВ Чекмень до опоры № 22 и ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень на участке от порталов ПС 110 кВ Чекмень до порталов ПС 110 кВ Европейская	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	9,35 км, СА-95, АС-150/24 26,5 км, СА-95, М-95, АС-150/24	9,35 км, АС-150; 26,5 км, АС-150	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	2026 год
33.	ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками	реконструкция ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками на участке от опоры № 200 до портала ПС 110 кВ Хромпик	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	2х1 км, АС-150/24	2х1 км, АС-240	реконструкция электросетевого оборудования, связанная с его неудовлетворительным состоянием	2023 год

1	2	3	4	5	6	7	8
		(в районе города Первоуральска) с заменой опор и провода ЛЭП					
34.	Транзит 110 кВ Шаля – Вогулка – Шамары – Глухарь	реконструкция транзита ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка – Шамары – Глухарь с образованием ВЛ 110 кВ Глухарь – Вогулка, ВЛ 110 кВ Шаля – Вогулка и ВЛ 110 кВ Глухарь – Шамары, ВЛ 110 кВ Шаля – Шамары	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», ОАО «РЖД»	–	0,06 км, АС-120	снижение стоимости потерь электрической энергии	2024 год

ⁱТехнические характеристики и стоимость реализации указаны ориентировочно и уточняются на стадии проектирования.

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**	Год ввода/окончания реконструкции	Владелец сетевого объекта
1	2	3	4	5	6
1.	Объекты реконструкции				
2.	Реконструкция ПС 110 кВ Балтымская с заменой трансформатора напряжением 35 кВ 1х7,5 МВА на 1х10 МВА	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, обеспечение возможности ТП потребителей, имеющих действующие ТУ на ТП	10 МВА	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
3.	Реконструкция ПС 35/10 кВ Шайтанка	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях, исключение неудовлетворительного технического состояния	20 МВА	2026	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
4.	Реконструкция ПС 35/6 кВ БИЗ (ЭСК Бобровского изоляционного завода). Замена трансформаторов Т-1 и Т-2 (26 МВА)	предотвращение недопустимого перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	26 МВА	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
5.	Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. Колюткино входящей в ЭСК ПС 110/10 кВ Логиново (улучшение качества электроэнергии в Белоярском районе, н.п. Черноусово) (0,592 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,592 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
6.	Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. Лесной, входящей в ЭСК тяговой ПС Гагарская (улучшение качества электроэнергии в пос. Боярка, пос. Курманка, с. Гагарка Белоярского района) (1,218 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,22 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
7.	Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. Поварня входящей в ЭСК тяговой ПС Летная (улучшение качества электроэнергии в Белоярском районе, д. Поварня) (1,236 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,24 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
8.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Мезенский, входящей в ЭСК ПС 110/35/10 кВ Белоречка (улучшение качества электроэнергии в Белоярском районе, с. Мезенское) (0,86 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,86 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
9.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Муранитный входящей в ЭСК ПС 110/35/10 кВ Белоречка (улучшение качества электроэнергии в Белоярском районе, пос. Белоярский) (2,474 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	2,47 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
10.	Реконструкция ВЛ 6 кВ Стром от ПС Терсутская до ТП-7430, входящей в ЭСК ПС 110 кВ «Терсутская» (улучшение качества электроэнергии в Сысертском районе, пос. Асбест (1,438 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,44 км	2026	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6
11.	Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. Б. Седельники, входящей в ЭСК ПС 110/10 кВ «Волна» (улучшение качества электроэнергии в Сысертском районе, д. Большое Седельниково) (1,16 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,16 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
12.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Первомайский от ПС Кадниково, входящей в ЭСК ПС 110 кВ «Кадниковская» (улучшение качества электроэнергии в Сысертском районе, пос. Первомайский) (0,868 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,87 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
13.	Реконструкция ВЛ 10 кВ Насосная, ТП-72, ВЛ 0,4 кВ, входящей в ЭСК ПС 110/10 кВ Грязновская. Замена КТП-250-10/0,4 кВ, перезавод ВЛ 0,4–10 кВ (улучшение качества электроснабжения потребителей, находящихся по адресу: Свердловская область, Богдановичский район, д. Орлова, ул. Калинина) (ВЛ 10 кВ – 0,133 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,033 км, разъединитель – 1 шт.)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,17 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
14.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от КТП-7029 ф. Комсомольская, входящей в ЭСК Сысертского городского округа (улучшение качества электроэнергии по ул. Комсомольская в пос. Большой Исток Сысертского района) (0,302 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,3 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
15.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от ТП-6323 ф.Октябрьская, входящей в ЭСК ПС 35/10 кВ Учхоз (улучшение качества электроэнергии по ул. Северная в н.п.Белореченский Белоярского района) (0,198 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,2 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
16.	Реконструкция ВЛ 0,4кВ Станционная, Верхняя, Ильича от ТП-1917, входящей в состав ЭСК ПС 110/35/6 кВ «Ис», для приведения качества электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013 в пос. Ис (1,708 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,71 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
17.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Коминтерна от ТП-6417, ВЛ 0,4 кВ Восточная от ТП-6417 (улучшение качества электроэнергии по ул. Коминтерна в н.п.Белоярский Белоярского района) (0,541 км, 26 шт.)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,54 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
18.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Школьная от ТП-6348 (улучшение качества электроэнергии по ул. Школьная и ул. Есенина в н.п. Белоярский Белоярского района) (0,422 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,42 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
19.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ф. поселок Выя от ТП-41, входящей в состав ЭСК ПС 10/0,4 кВ «Выя», для приведения качества электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013 в н.п. Большая Выя, Малая Выя (0,3268 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,33 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
20.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от здания трансформаторной подстанции ТП-503, литера 5, входящей в состав ЭСК пос. Нейво-Рудянка, для	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,05 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6
	приведения показателей качества электрической энергии в соответствии требованиям ГОСТ 32144-2013 в пос. Нейво-Рудянка (ВЛ 0,4 кВ – 0,994 км; КЛ 0,4 кВ – 0,0547 км)				
21.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ф. Быт от ТП-2381, входящей в ЭСК ПС 110/10 кВ «Липчинская» (улучшение качества электроэнергии по ул. Береговая в д. Голышева Слободо-Туринского района) (0,112 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,11 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
22.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Котельная от ТП-7329, входящей в ЭСК ПС 35/10 кВ Багаряк, с установкой стабилизатора напряжения (улучшение качества электроснабжения жилых домов, находящихся по адресу: Свердловская область, Каменский городской округ, н.п. Окулова, ул. Ленина) (0,504 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,5 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
23.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП-6307 ф. Быт, входящей в ЭСК тяговой ПС Глубокая. Замена неизолированного провода на СИП (для улучшения качества электроэнергии по ул. Октябрьская в с. Косулино Белоярского района) (0,435 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,44 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
24.	Реконструкция ВЛ 0,4кВ ф. 12 от ТП-51, входящей в комплекс распределительных сетей напряжением 6 кВ, 0,4 кВ ПС 110 кВ «Баранча», для приведения показателей качества электрической энергии в соответствии требованиям ГОСТ 32144-2013 в пос. Баранчинский, ул. Р. Люксембург. Замена неизолированного провода на СИП (0,52 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,52 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
25.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ул. Индустриальная от ТП-7722 Родниковая, входящей в ЭСК «Мирная». Замена неизолированного провода на СИП (улучшение качества электроэнергии в г. Ревда, ул. Индустриальная) (0,350 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,35 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
26.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ф. 1 от ТП-Самоцветы, входящей в ЭСК ПС ГПП РММЗ. Замена неизолированного провода на СИП (улучшение качества электроэнергии в г. Ревда, ул. Железнодорожников, ул. Стахановцев, ул. Коммуны) (0,422 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,42 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
27.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от ТП-70101 ф. Комсомольская, входящей в ЭСК Сысертского городского округа. Замена неизолированного провода на СИП (для улучшения качества электроэнергии по ул. Пугачева в пос. Большой Исток Сысертского района) (0,42 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,42 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
28.	Реконструкция ВЛ 0,4кВ ТП-901 – ул. Осипенко входящей в состав ЭСК ПС 110/35/6 кВ Ис, для приведения показателей качества электрической энергии в соответствии требованиям ГОСТ 32144-2013 в г. Нижняя Тура, пос. Ис, ул. Осипенко (замена неизолированного провода на СИП	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,04 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6
	большого сечения для увеличения пропускной способности) (0,04 км)				
29.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ р.п. Бобровка от ТП 7152, 7156, 7151, 7161, 7160, 7411, 7159, 7158, ф. Мира, входящей в ЭСК ПС 110 кВ «Бобровка» (замена неизолированного провода на СИП большего сечения с увеличением пропускной способности для улучшения качества электроэнергии по ул.1 Мая в пос. Бобровский Сысертского района) (0,26 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,26 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
30.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Население, литер 2а, входящей в состав ЭСК ПС 110/10 кВ Невьянск, для приведения показателей качества электрической энергии в соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013 в Невьянском районе, пос. Ударник (замена неизолированного провода на СИП большего сечения для увеличения пропускной способности) (0,7 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,7 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
31.	Реконструкция ВЛИ 0,4 кВ Зеленая от ТП-7256, входящей в ЭСК ПС 110/10 кВ 19 км (изменение количества цепей ВЛ с увеличением пропускной способности для улучшения качества электроснабжения жилых домов, находящихся по адресу: Свердловская область, Каменский городской округ, н.п. Барабановское, ул. Зеленая, д. 2, д. 10.) (0,17 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,17 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
32.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ф. Чкалова от ТП-7607, входящей в ЭСК ПС РММЗ (изменение трассы ВЛ с увеличением протяженности и применением СИП для улучшения качества электроэнергии в г. Ревда, ул. Металлистов) (0,070 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,07 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
33.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ф. 2 от КТП-Ильича, входящей в ЭСК ПС ДОЗ (изменение количества цепей ВЛ с увеличением пропускной способности для улучшения качества электроэнергии в г. Ревда, ул. Нахимова, ул. Деревообделочников) (0,300 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,3 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
34.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Быт от ТП-7652, входящей в ЭСК ПС 110/10 кВ Мамино (замена неизолированного провода на СИП с увеличением пропускной способности для улучшения качества электроснабжения жилых домов, находящихся по адресу: Свердловская область, Каменский район, с. Троицкое, ул. Ленина) (0,25 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
35.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Быт от ТП-325, входящей в ЭСК ПС 110/10 кВ Тыгиш (замена неизолированного провода на СИП с увеличением пропускной способности и установка приборов учета для улучшения качества электроснабжения потребителей, находящихся по адресу: Свердловская область, г. Богданович, ул. Пионерская) (1,667 км, точки учета – 36 шт.)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,67 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6
36.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ фид. 1 от КТП-Щорса, ВЛ 0,4 кВ фид. 1 от ТП-7721, входящие в ЭСК ПС Капралово, ЭСК ПС Мирная (замена неизолированного провода на СИП с увеличением пропускной способности для улучшения качества электроэнергии в г. Ревда, ул. Щорса, ул. Гончарова, ул. Короленко) (0,330 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,33 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
37.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ф. 3 от КТП-Металлистов, ВЛ 0,4 кВ ф.1 от КТП-Пугачева, входящих в ЭСК ПС РММЗ (изменение трассы ВЛ с увеличением протяженности и применением СИП для улучшения качества электроэнергии в г. Ревда, ул. Металлистов) (0,270 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,27 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
38.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ Быт-1 ул. Ленина левая сторона от ТП-1310, входящей в ЭСК ПС 110/10 кВ Валовая (изменение трассы ВЛ с увеличением протяженности и применением СИП для улучшения качества электроснабжения потребителей, находящихся по адресу: Свердловская область, Сухоложский район, с. Новопышминское, ул. Ленина) (0,093 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,09 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
39.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ фид. 3 от КТП-Мичурина, входящей в ЭСК ПС Мариинская (замена неизолированного провода на СИП с увеличением пропускной способности для улучшения качества электроэнергии в г. Ревда, с. Мариинск, ул. Спартака) (0,49 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,49 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
40.	Реконструкция ВЛ 0,4кВ К. Маркса, Ленина от ТП-656, входящей в состав ЭСК ПС 110/35/6 кВ Романовская, для приведения показателей качества электрической энергии в соответствии требованиям ГОСТ 32144-2013 в Невьянском районе, с. Шурала, ул. Советов. Замена неизолированного провода на СИП (ВЛ 0,4 кВ – 0,51 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,51 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
41.	Реконструкция ВЛ-0,4кВ ф. 2 ТП-Самоцветы с подвеской второй цепи с применением СИП, входящей в ЭСК ПС РММЗ (улучшение качества электроэнергии в г. Ревда, ул. Линейная) (1,2 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	1,2 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
42.	Объекты нового строительства				
43.	Строительство сети 10 кВ от ПС 110/10 кВ Свобода (3,4 км)	организация резервной схемы электроснабжения ПС 110/35/6 кВ Гидромаш, в том числе собственных нужд подстанции и потребителей, присоединенных к РУ 6 кВ ПС	3,4 км	2026	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
44.	Строительство ответвления от ВЛ 10 кВ ПС Таволги – Ребристый до ТП-732, ТП-732, ВЛ 0,4 кВ для приведения качества электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013 в пос. Середовина (0,1 МВА; 0,69 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,75 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
45.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ Центральная усадьба ЦРП 10 кВ Косулинский на ТП-66148. ТП-66148. ВЛ 0,4 кВ (улучшение качества электроэнергии по улицам: Прибрежная, Советская,	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,16 МВА; 0,23 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6
	Береговая в с. Косулино Белоярского района) (0,160 МВА; 0,226 км)				
46.	Строительство ответвления от ЛЭП 6 кВ ф. Подхоз КГОКа, входящей в состав ЭСК ПС 110/35/6 кВ «Ис», КТП 6/0,4 кВ, ВЛ 0,4 кВ с установкой приборов учета, для приведения качества электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013 в пос. Ис (1,6 км, 0,1 МВА, точки учета – 3 шт.)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 1,15 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
47.	Строительство ответвления от ВЛ 6 кВ ЦРП – Вилуйская, входящей в состав ЭСК ПС 35/10 кВ «Реши», до ТП-7378, ТП-7378, ВЛ 0,4 кВ с установкой приборов учета для приведения качества электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013 в пос. Новоасбест (0,247 км) (0,16 МВА)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,16 МВА; 0,247 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
48.	Строительство ответвлений от ЛЭП 10 кВ ф. Станция Выя, входящего в состав ЭСК ПС «Выя» 10/0,4 кВ, на ТП-886, ТП-887. ТП-886, ТП-887, ВЛ 0,4 кВ для приведения качества электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013 в пос. Большая Выя и пос. Малая Выя (2,3 км, 0,35 кВА)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,35 МВА; 2,31 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
49.	Строительство ответвлений от ВЛ 6 кВ от опоры 2 по ул. Молодцова пос. Нейво-Рудянка до здания трансформаторной подстанции ТП-507 литера 6 и от ВЛ 6 кВ ТП-2 ЛХЗ – Скважина отпайка на ТП-535, входящей в состав ЭСК пос. Нейво-Рудянка, на ТП-537, ТП-538. ТП-537, ТП-538 для приведения показателей качества электрической энергии в соответствии требованиям ГОСТ 32144-2013 в пос. Нейво-Рудянка (1,0 км, 0,32 кВА)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,32 МВА; 0,95 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
50.	Строительство ответвления от ВЛ 6 кВ литер 119Б, ТП-3167, ВЛ 0,4 кВ ТП-3167 – ф. 1, ВЛ 0,4 кВ ТП-3167 – ф. 2, ВЛ 0,4 кВ ТП-3167 – ф. 3 для приведения показателей качества электрической энергии в соответствии требованиям ГОСТ 32144-2013 в г. Кировграде (0,6 км, 0,16 МВА)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,16 МВА; 0,6 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
51.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ Дачи до ТП-66176. ТП-66176. ЛЭП 0,4 кВ от ТП-66176 (для улучшения качества электроэнергии в с. Косулино по ул. Умельцев, ул. Надежды, ул. Мира, в Белоярском районе) (0,16 МВА; ВЛ 6 кВ – 0,479 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,327 км, УСПД – 1 шт.)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,16 МВА; 0,81 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
52.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ Глубокое от ЦРП Косулинский до ТП-66179. ТП-66179. ЛЭП 0,4 кВ от ТП-66179 (для улучшения качества электроэнергии в с. Косулино по ул. 3-я Садовая в Белоярском районе) (0,1 МВА; ВЛ 10 кВ – 0,004 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,015 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,02 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6
53.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ ТСМО до ТП-70003. ТП-70003. ЛЭП 0,4 кВ от ТП-70003 (для улучшения качества электроэнергии в пос. Большой Исток по ул. Садовая в Сысертском районе) (0,10 МВА; ВЛ 6 кВ – 0,003 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,018 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,02 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
54.	Строительство ответвления от ЛЭП-6 кВ Победа, ТП-35, ВЛ 0,4 кВ ТП-35 – ул. Розы Люксембург, входящих в состав комплекса распределительных сетей напряжением 6 кВ, 0,4кВ ПС 110 кВ «Баранча», для приведения показателей качества электрической энергии в соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013 в пос. Баранчинский, ул. Розы Люксембург (0,1 км, 0,1 МВА)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,1 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
55.	Строительство отпайки от ВЛ-10 кВ Гусевка на ТП-7722 Родниковая. ТП-7722 Родниковая. ВЛ 0,4 кВ (улучшение качества электроэнергии в г. Ревде, ул. Родниковая, ул. Васильковая, ул. Сосновая, ул. Индустриальная (0,25 МВА, 1,21 км, 2 шт.))	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА; 1,21 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
56.	Строительство ответвления от линии электроснабжения ВЛ 6 кВ от ПС № 11 по ул. Артема № 131 до КТПН (400/6-0,4), входящей в состав ЭСК ПС 110/35/6 кВ Ис, на ТП-930, ТП-930, ВЛ 0,4 кВ ТП-930 – ул. Красноармейская, ВЛ 0,4 кВ ТП-930 – ул. Краснофлотская для приведения показателей качества электрической энергии в соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013 в пос. Ис (0,55 км, 0,16 МВА)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,16 МВА; 0,55 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
57.	Строительство отпайки от ВЛ-6 кВ Аракаево на КТП-3089 Известковая. КТП-3089 Известковая. ВЛ 0,4 кВ (улучшение качества электроэнергии в г. Михайловске, ул. Известковая) (0,1 МВА, 0,79 км, 1 шт.)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,79 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
58.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ Натальинская-Зауфа на СТП-8016 «Поселок». СТП-8016 «Поселок». ВЛ 0,4 кВ (улучшение качества электроэнергии в Красноуфимском районе, пос. Сарана, ул. Октябрьская) (0,1 МВА, 0,400 км, 1 шт.)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,4 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
59.	Строительство от ВЛ 10 кВ Колюткино до ТП-63089. ТП-63089. ЛЭП 0,4 кВ от ТП-63089 (для улучшения качества электроэнергии в с. Черноусово по ул. Горная, д. 100) (0,10 МВА; 0,1 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,08 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
60.	Строительство ответвления от ВЛ 10 кВ Бызово на ТП-7237, ТП-7237, ВЛ 0,4 кВ ТП-7237 – ф. 1, ВЛ 0,4 кВ ТП-7237 – ф. 2, входящих в состав ЭСК ПС 35/10 кВ Южаково, для приведения показателей качества электрической энергии в соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013 в Пригородном	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,18 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6
	районе, д. Сарапулка (ВЛ 10 кВ – 0,1 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,08 км, 0,1 МВА)				
61.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ Кочнево до СТП-63094. СТП-63094. ВЛ 0,4 кВ Молодежная четная от СТП-63094, ВЛ 0,4 кВ Молодежная нечетная от СТП-63094 (для улучшения качества электроэнергии по ул. Молодежная в с. Октябрьский Белоярского района) (0,1 МВА, ВЛ 10 кВ – 0,58 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,07 км, УСПД – 1 шт.)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,65 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
62.	Строительство ответвления от ЛЭП 6 кВ ф. Ис, входящей в состав ЭСК ПС 110/35/6 кВ Ис, на ТП-964, ТП-964, ВЛ 0,4 кВ ТП-964 – ф. 1, ВЛ 0,4 кВ ТП-964 – ф. 2 (ВЛ 6 кВ ПС Ис – Поселок Ис) для приведения показателей качества электрической энергии в соответствии требованиям ГОСТ 32144-2013 в пос. Ис (ВЛ 6 кВ – 0,05 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,25 км, 0,16 МВА)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,16 МВА; 0,3 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
63.	Строительство ответвления от ВЛ 6 кВ РП-3 – Водозабор 1 на ТП-1031, ТП-1031 (вновь устанавливаемая), ВЛ 0,4 кВ ТП-1031 – Иканина, ВЛ 0,4 кВ ТП-1031 – Фомина, входящих в состав ЭСК ПС 110/35/6 кВ Верхняя Тура, для приведения показателей качества электрической энергии в соответствии требованиям ГОСТ 32144-2013 в г. Верхняя Тура, ул. Фомина (ВЛ 6 кВ – 0,05 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,5 км, 0,25 МВА)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА; 0,55 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
64.	Строительство ответвления от ВЛ 6 кВ Середовина на ТП-739, ТП-739 (вновь устанавливаемая), ВЛ 0,4 кВ ТП-739 - ф. 1, ВЛ 0,4 кВ ТП-739 - ф. 2, входящих в состав ЭСК ПС 35/6 кВ НПУ, для приведения показателей качества электрической энергии в соответствии требованиям ГОСТ 32144-2013 в пос. Федьковка Невьянского городского округа (ВЛ 6 кВ – 0,9 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,1 км, 0,16 МВА)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,16 МВА; 1 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
65.	Строительство ответвления от ВЛ 10 кВ ф. Керамик на ТП-738, ТП-738, ВЛ 0,4 кВ ТП-738 – ф. 1, ВЛ 0,4 кВ ТП-738 – ф. 2, ВЛ 0,4 кВ ТП-738 – ф. 3 входящих в состав ЭСК ПС 110/35/10 кВ Таволги, для приведения показателей качества электрической энергии в соответствии требованиям ГОСТ 32144-2013 в Невьянском районе, д. Нижние Таволги, ул. Ленина, ул. Горького (ВЛ 10 кВ – 0,45 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,5 км, 0,25 МВА, разъединитель – 2 шт.)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 МВА; 0,95 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
66.	Строительство отпайки ВЛ 10 кВ от ВЛ 10 кВ Мелехино. ТП 10/0,4 кВ. ВЛИ 0,4 кВ (улучшение качества электроснабжения жилых домов, находящихся по адресу: Свердловская область, Богдановичский район, н.п. Кунарское, ул. Комсомольская) (ВЛ 10 кВ – 0,023 км,	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,04 МВА; 0,11 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6
	ВЛ 0,4 кВ – 0,09 км, 0,04 МВА, разъединитель – 1 шт.)				
67.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ Бутаково ПС 110/35/10 кВ Белоречка до МТП-60065. МТП-60065. ВЛ 0,4 кВ Лесная (для улучшения качества электроэнергии по ул. Лесная в п.г.т. Белоярский Белоярского района) (ВЛ 6 кВ – 0,01 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,005 км, 0,1 МВА)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,02 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
68.	Строительство ответвления от вновь строящейся отпайки от ВЛ 6 кВ ф. Верх-Ис, входящей в состав ЭСК ПС 35/6 кВ «Косья», на ТП – 945, ТП-945, ВЛ 0,4 кВ ТП-945 – ф. 1, для приведения показателей качества электрической энергии в соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013 в н.п. Лабазка (ВЛ 6 кВ – 0,1 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,05 км, 0,1 МВА, точки учета – 2 шт.)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,15 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
69.	Строительство ответвления от ВЛ 6 кВ ф. Бобровка на ТП-238, ТП-238, ВЛ 0,4 кВ ТП-238 – ф. 1, ВЛ 0,4 кВ ТП-238 – ф. 2, входящих в состав ЭСК ПС 110/6 кВ Черноисточинск, для приведения показателей качества электрической энергии в соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013 в Пригородном районе, с. Елизаветинское, ул. Совхозная (ВЛ 6 кВ – 0,03 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,15 км, КТП – 0,1 МВА, УСПД – 1 шт.)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,18 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
70.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ РП-7130-1 ПС 110/10 кВ Волна до ТП-71186. ТП-71186. ВЛ 0,4 кВ Энгельса от ТП-71186 (для улучшения качества электроэнергии по ул. Энгельса в с. Бородулино Сысертского района) (0,16 МВА, ВЛ 10 кВ – 0,05 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,2 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,16 МВА; 0,25 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
71.	Строительство ответвления от ВЛ 6 кВ ТП-2092 – ТП-2363 на ТП-2503, ТП-2503, 2 ВЛ 0,4 кВ от ТП-2503 для приведения показателей качества электрической энергии в соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013 в н.п. Бушувка (ВЛ 6 кВ – 0,8 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,1 км, КТП – 0,25 МВА, точки учета – 3 шт.)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,15 МВА; 0,9 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
72.	Строительство ВЛ 0,4 кВ от РУ-0,4 кВ ТП-60008 до ВЛ 0,4 кВ Лесная от ТП-6349 (улучшение качества электроэнергии по ул. Лесная в пос. Белоярский Белоярского района) (0,017 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,02 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
73.	Строительство КЛ 10 кВ от КВЛ 10 кВ ТСМО ПС 110/10 кВ Монтажная на ТП-70160. ТП-70160. ВЛ 0,4 кВ (улучшение качества электроэнергии в г. Екатеринбурге, СНТ «Дружба-10») (ВЛ 0,4 кВ – 0,177 км, КЛ 10 кВ – 0,286 км, 0,1 МВА)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,46 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
74.	Строительство ВЛ 0,4 кВ от РУ-0,4 кВ ТП-6492 до ВЛ 0,4 кВ Бажова-2 от ТП-6488 (улучшение качества электроэнергии по ул. Бажова в пос. Белоярский Белоярского района) (0,265 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,27 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6
75.	Строительство отпайки от ВЛ 10 кВ ЦРП Косулинский – Дачи до ТП-66224. ТП-66224. ВЛ 0,4 кВ от ТП-66224 (для улучшения качества электроэнергии по ул. Лазурная в ДНП Чистые Росы-2 в Белоярском районе) (0,4 МВА, ВЛ 10 кВ – 0,015 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,115 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,4 МВА; 0,13 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
76.	Строительство ВЛ 0,4 кВ Мельница-3 от ТП-6916 (улучшение качества электроэнергии по пер. Вишневый квартал в дачном поселке «Мельница» Белоярского района) (0,333 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,33 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
77.	Строительство отпайки от ВЛ 0,4 кВ Есенина ТП-73119 (для улучшения качества электроэнергии по ул. Карла Либкнехта в г. Сысерти Сысертского района) (0,082 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,08 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
78.	Строительство ответвления от ВЛ 10 кВ Глубокое на ТП-66219. ТП-66219. ВЛ 0,4 кВ Есенина от ТП-66219 (для улучшения качества электроэнергии по ул. Есенина в с. Косулино Белоярского района) (0,1 МВА, ВЛ 10 кВ – 0,004 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,007 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 МВА; 0,1 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
79.	Строительство ВЛ 0,4 кВ Максима Горького от РУ-0,4 кВ ТП-70147 (для улучшения качества электроэнергии по ул. Максима Горького в пос. Большой Исток Сысертского района) (0,111 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,11 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
80.	Строительство 3 ВЛ 0,4 кВ от ТП-6541 и перенос ТП-6541 (для улучшения качества электроэнергии по ул. Исетская, с. Черноусово в Белоярском районе) (ВЛ 10 кВ – 0,013 км, ВЛ 0,4 кВ – 0,165 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,18 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
81.	Строительство ВЛ 0,4 кВ Лунная от РУ-0,4 кВ ТП-72162 (для улучшения качества электроэнергии в СНТ «Кадниковский» Сысертского района) (0,213 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,21 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
82.	Строительство отпайки от ВЛ 0,4 кВ Солнечная ТП-76104 (для улучшения качества электроэнергии по ул. Солнечная в пос. Бобровский Сысертского района) (0,087 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,09 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
83.	Строительство отпайки от ВЛ 0,4 кВ Крупской ТП-7324 (для улучшения качества электроэнергии по ул. Крупской в г. Сысерти Сысертского района) (0,09 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,09 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
84.	Строительство ВЛ 0,4 кВ от РУ-0,4кВ ТП-700, входящей в состав ЭСК ПС 110/35/10 кВ Таволги, для приведения показателей качества электрической энергии в соответствии требованиям ГОСТ 32144-2013 в г. Невьянске, ул. Володарского (0,25 км)	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
85.	Строительство ВЛИ-0,4 кВ от ТП-1408, входящей в ЭСК ПС 220/110/10 кВ Сирень (улучшение качества электроснабжения жилого дома, находящегося по адресу: Свердловская область,	приведение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,25 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6
	городской округ Сухой Лог, н.п. Курьи, ул. Розы Люксембург, д. 34) (0,247 км)				
86.	Строительство ответвления от ВЛ 0,4 кВ ТП-901 – ул. Осипенко, входящей в состав ЭСК ПС 110/35/6 кВ Ис, для приведения показателей качества электрической энергии в соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013 в г. Нижняя Тура, пос. Ис, ул. Осипенко (0,12 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,12 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
87.	Строительство отпайки от ВЛ 0,4 кВ Совхозная ТП-7184 (для улучшения качества электроэнергии по ул. Калинина в пос. Бобровский Сысертского района) (0,18 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,18 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
88.	Строительство ВЛ 0,4 кВ Розмарин от КТП-66215 (для улучшения качества электроэнергии по ул. Ленина в с. Косулино Белоярского района) (0,1 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,1 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
89.	Строительство отпайки от ВЛ 0,4 кВ Школьная ТП-66005 (для улучшения качества электроэнергии по ул. Школьная, 57 в п. Гагарский Белоярского района) (0,07 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,07 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
90.	Строительство ВЛ 0,4 кВ ТП-3001 – Мичурина (улучшение качества электроэнергии в Нижнесергинском районе, г. Михайловск, ул. Мичурина) (0,20 км)	приведение качества электроэнергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013	0,2 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
91.	Строительство ВЛ и КЛ 6–0,4 кВ от ПС 110/35/6 кВ Дегтярка, ТП 6/0,4 кВ (1–3 ПК) (25,442 км) (1,05 МВА)	приведение схемы сети 10 кВ в соответствие с требованиями по обеспечению категории надежности электроснабжения потребителей	1,05 МВА; 25,4 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
92.	Строительство КВЛ 35 кВ Карпушиха – Шайтанский рудник (для электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «Медно-рудная компания») (4,4 км)	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Медно-Рудная компания»	4,4 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
93.	Строительство ответвления 35 кВ на ПС 35 кВ Шайтанский рудник от ВЛ 35 кВ Карпушиха – Левиха (для электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «Медно-рудная компания») (0,03 км)	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Медно-Рудная компания»	0,03 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
94.	Строительство распределительных сетей 10 кВ от ПС 110 кВ Новокольцовская	реализация технологического присоединения для электроснабжения энергопринимающих устройств объектов Всемирных студенческих игр ФИСУ 2023 года в г. Екатеринбурге	16,8 МВА; 14,11 км	2022	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

*Возможные схемно-режимные мероприятия: изменение коэффициентов трансформации трансформаторов, перевод нагрузки (части нагрузки) на смежные центры питания (при наличии возможности), СКРМ в электрической сети 6(10)–20 кВ филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», АО «ЕЭСК» отсутствуют.

**Технические характеристики и стоимость реализации указаны ориентировочно и уточняются на стадии проектирования.

Приложение № 12
к схеме и программе развития
электроэнергетики
Свердловской области
на период 2023–2027 годов

РЕЗУЛЬТАТЫ
расчетов электроэнергетических режимов

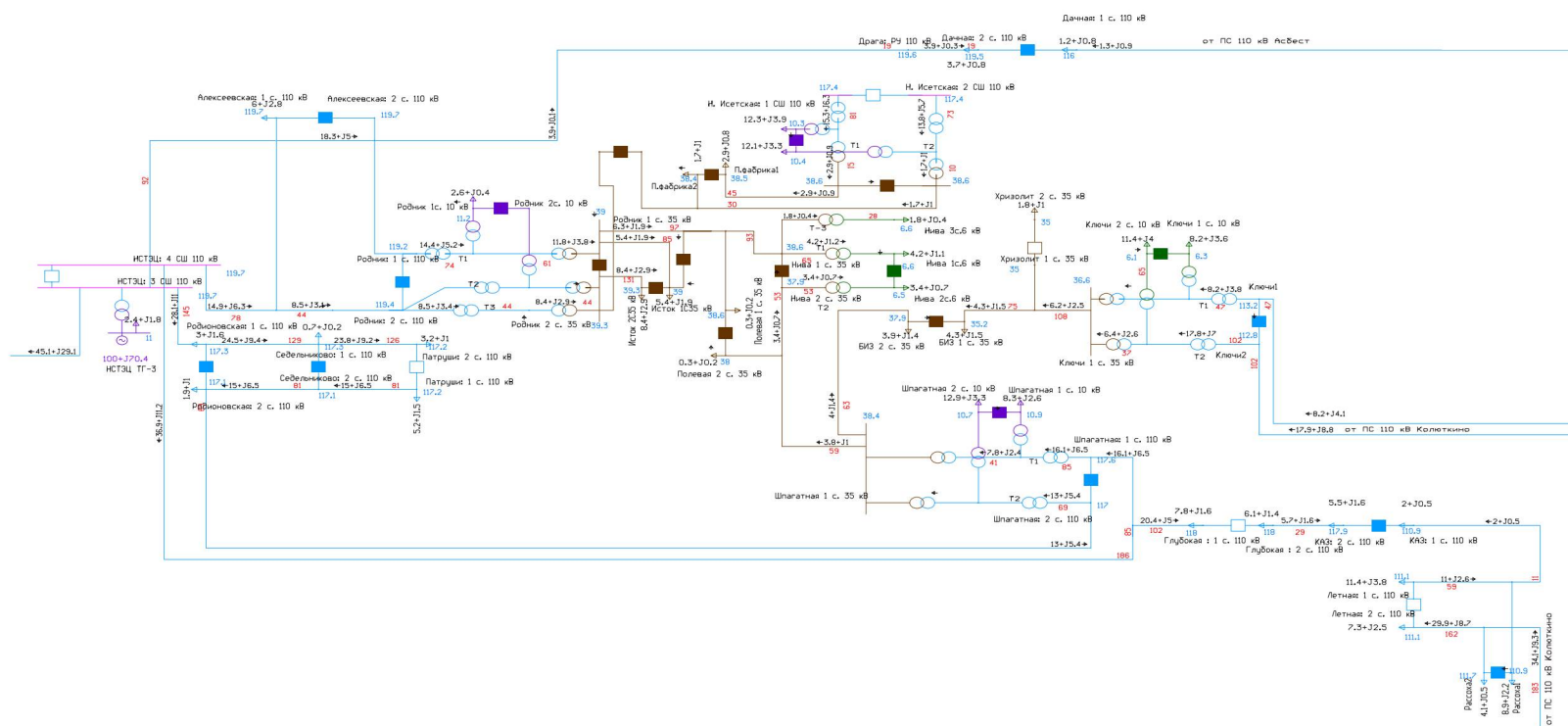


Рис. 1. Режим зимних максимальных нагрузок 2021 года при температуре -5.5°C . Нормальная схема.

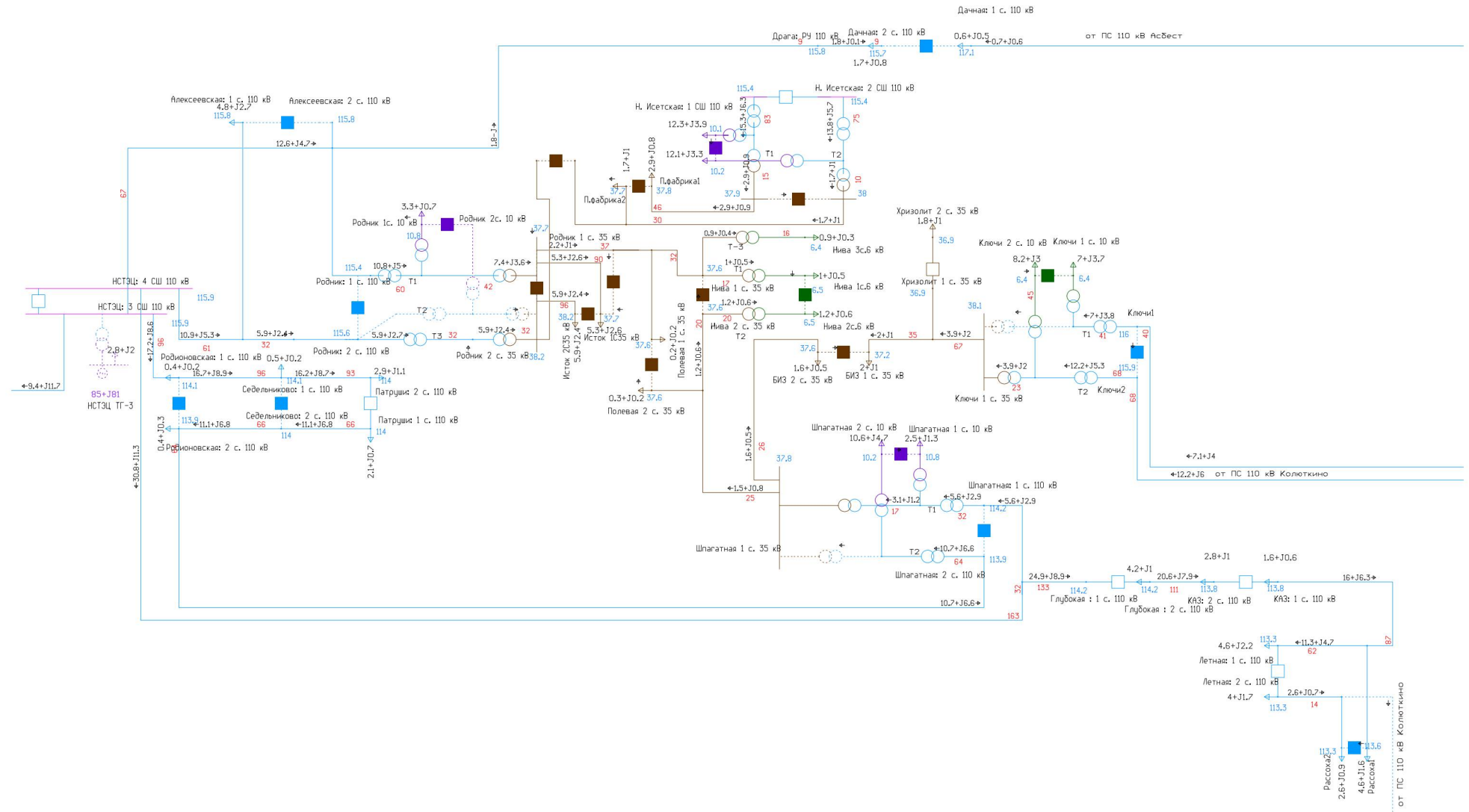


Рис. 2. Режим летних максимальных нагрузок 2019 года при температуре +17.3°C. Нормальная схема.

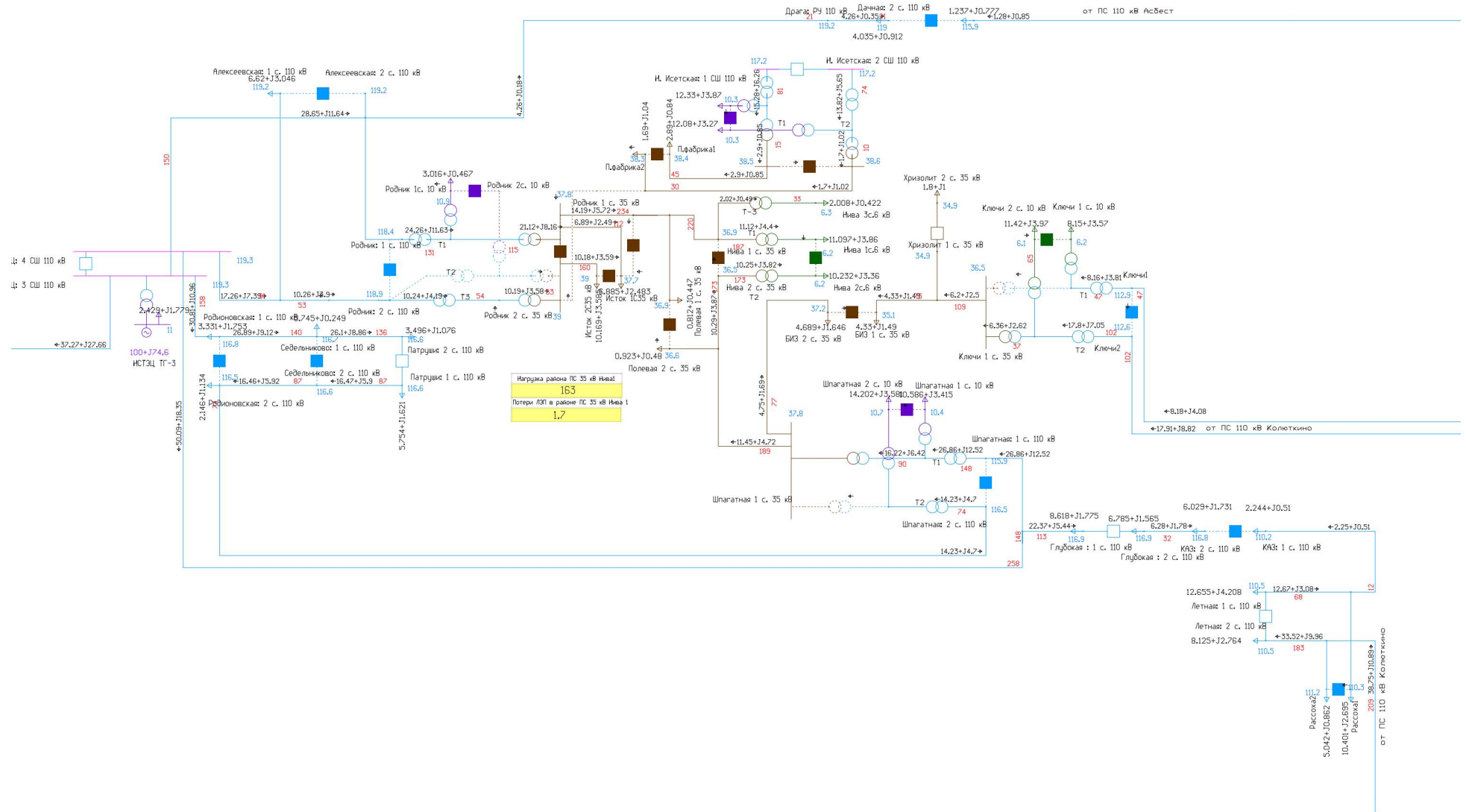


Рис. 3. Режим зимних максимальных нагрузок 2027 года при температуре -32°C. Вариант 1. Нормальная схема.

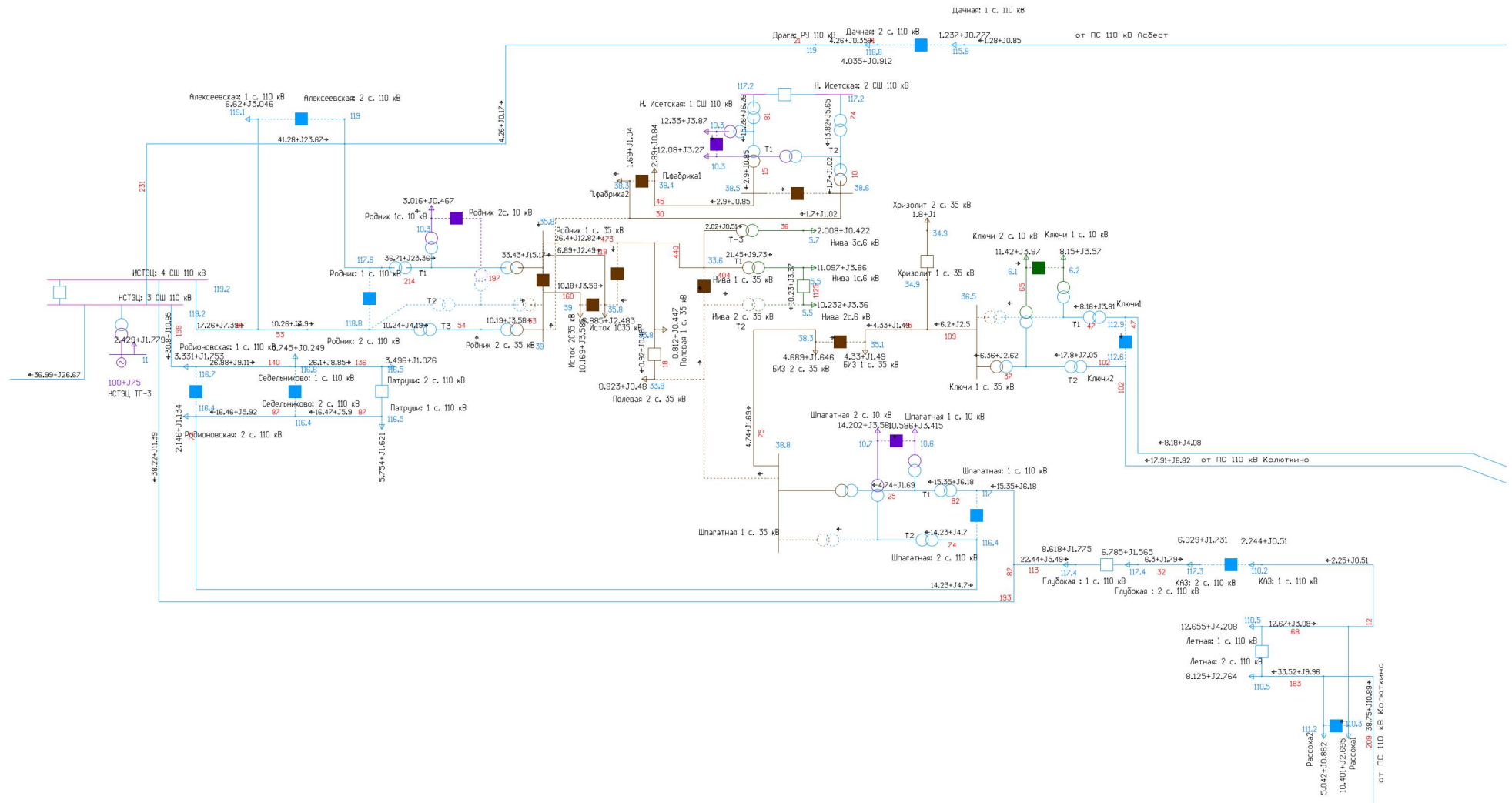


Рис. 4. Режим зимних максимальных нагрузок 2027 года при температуре -32°C . Вариант 1. Отключение ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая.

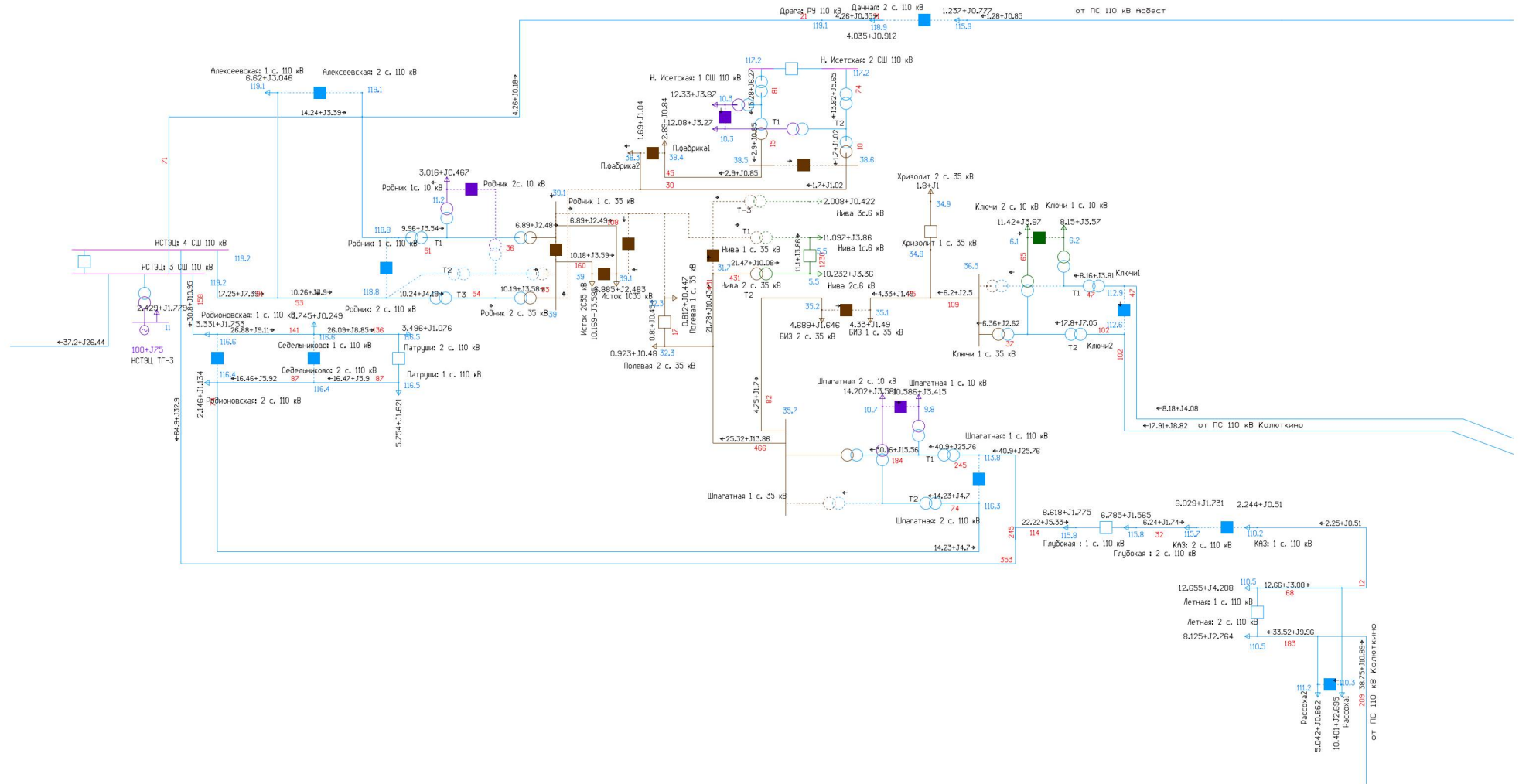


Рис. 5. Режим зимних максимальных нагрузок 2027 года при температуре -32°C . Вариант 1. Отключение КВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая.

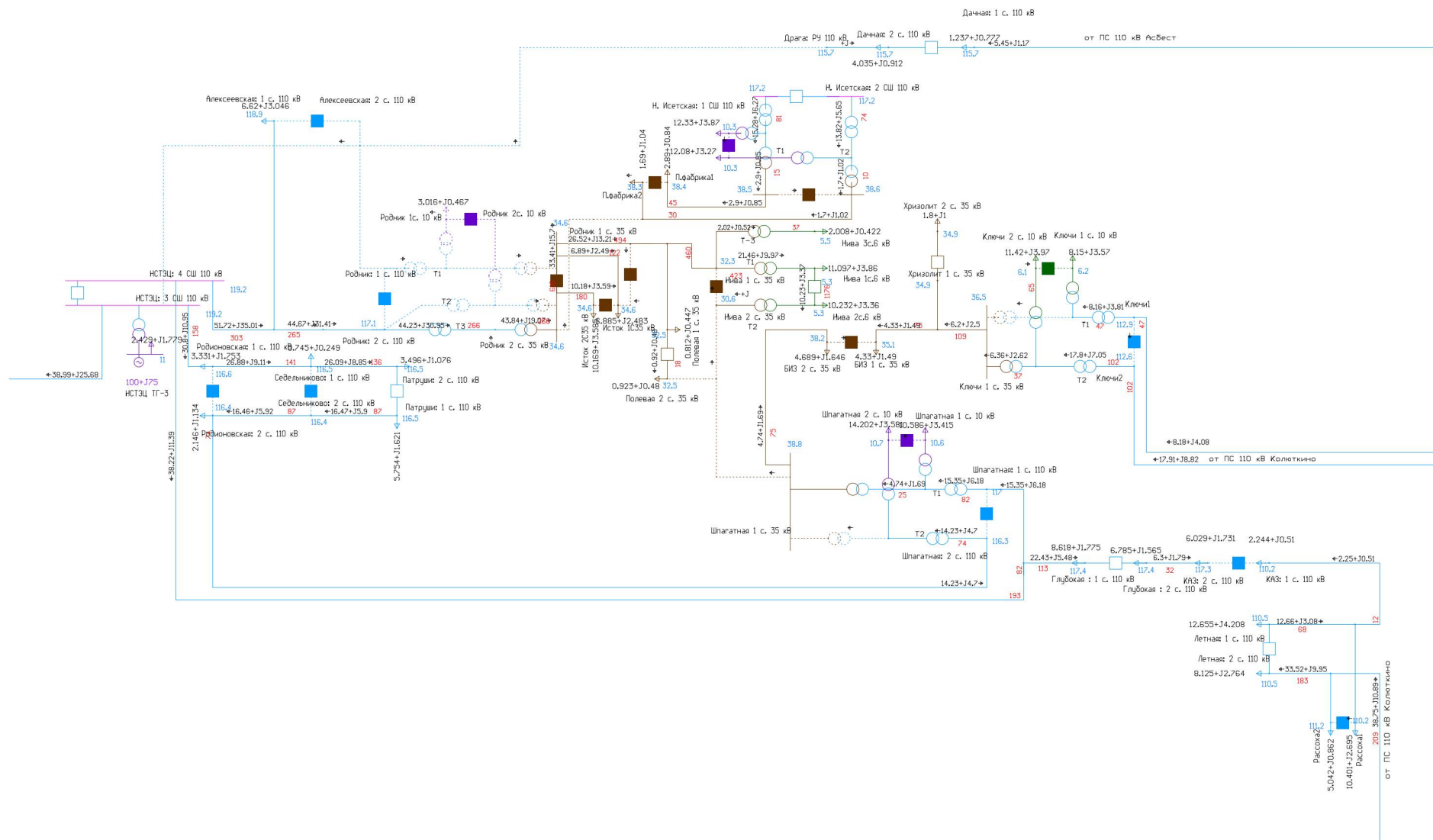


Рис. 6. Режим зимних максимальных нагрузок 2027 года при температуре -32°C . Вариант 1. Отключена ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая. Отключение ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Дачная с отпайками.

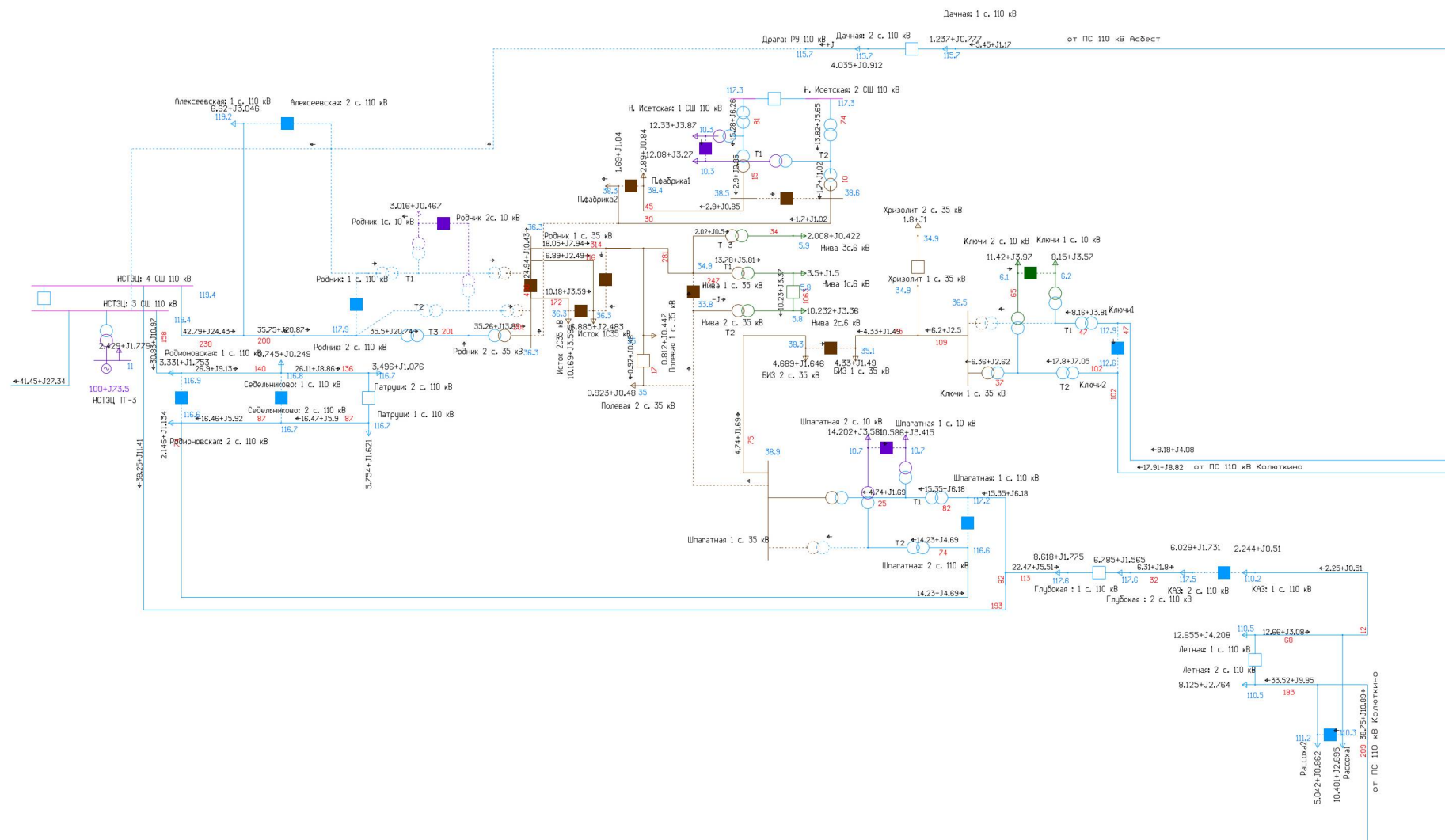


Рис. 7. Режим зимних максимальных нагрузок 2027 года при температуре -32°C . Вариант 1. Отключена ВЛ 35 кВ Шагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая. Отключение ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Дачная с отпайками. С учетом работы на Ново-Свердловской ТЭЦ АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Родник с отпайкой на ПС Алексеевская с действием на отключение нагрузки на ПС 35 кВ Нива.

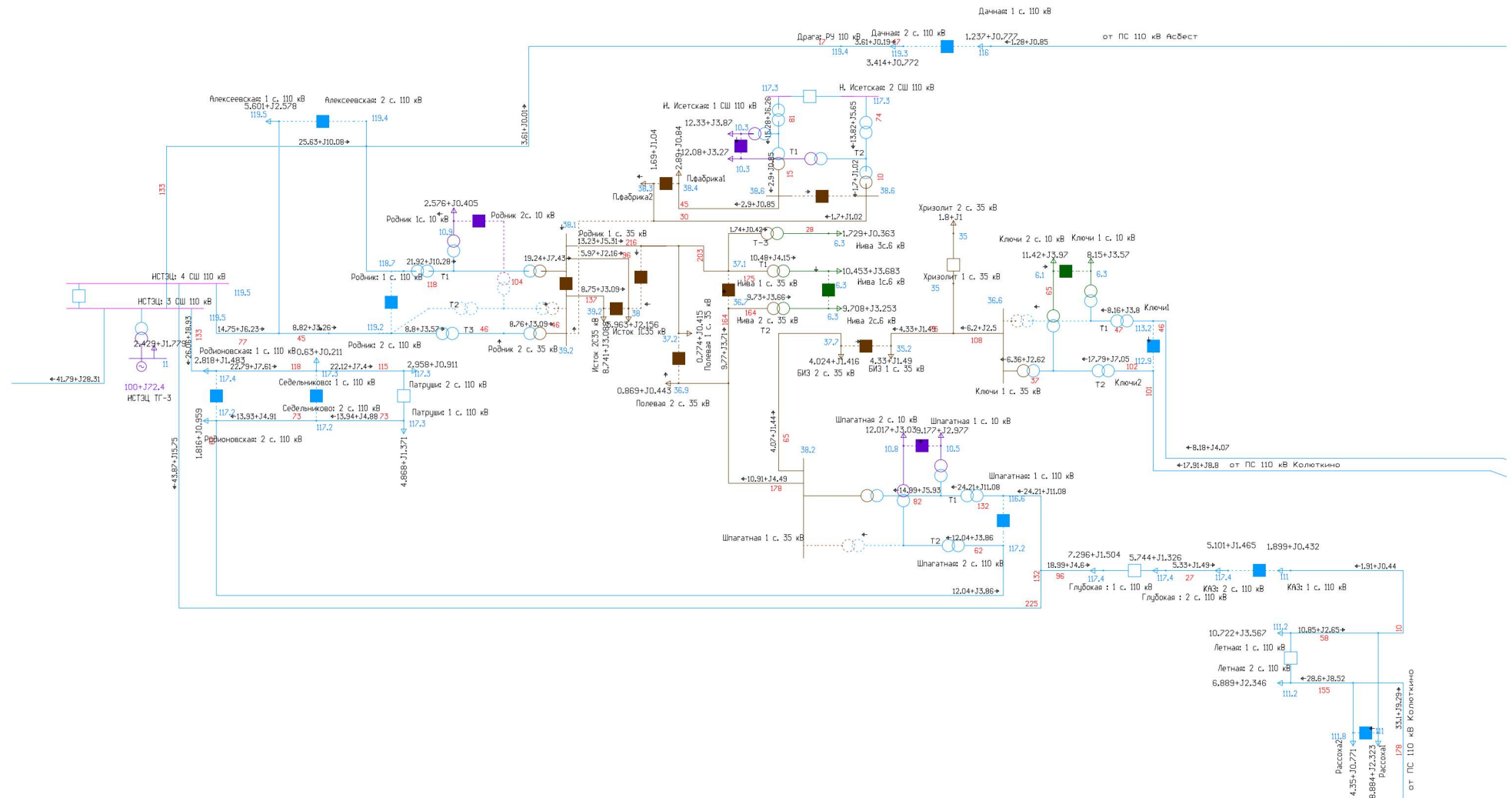


Рис. 8. Режим зимних максимальных нагрузок 2027 года при температуре 0°C. Вариант 1. Нормальная схема.

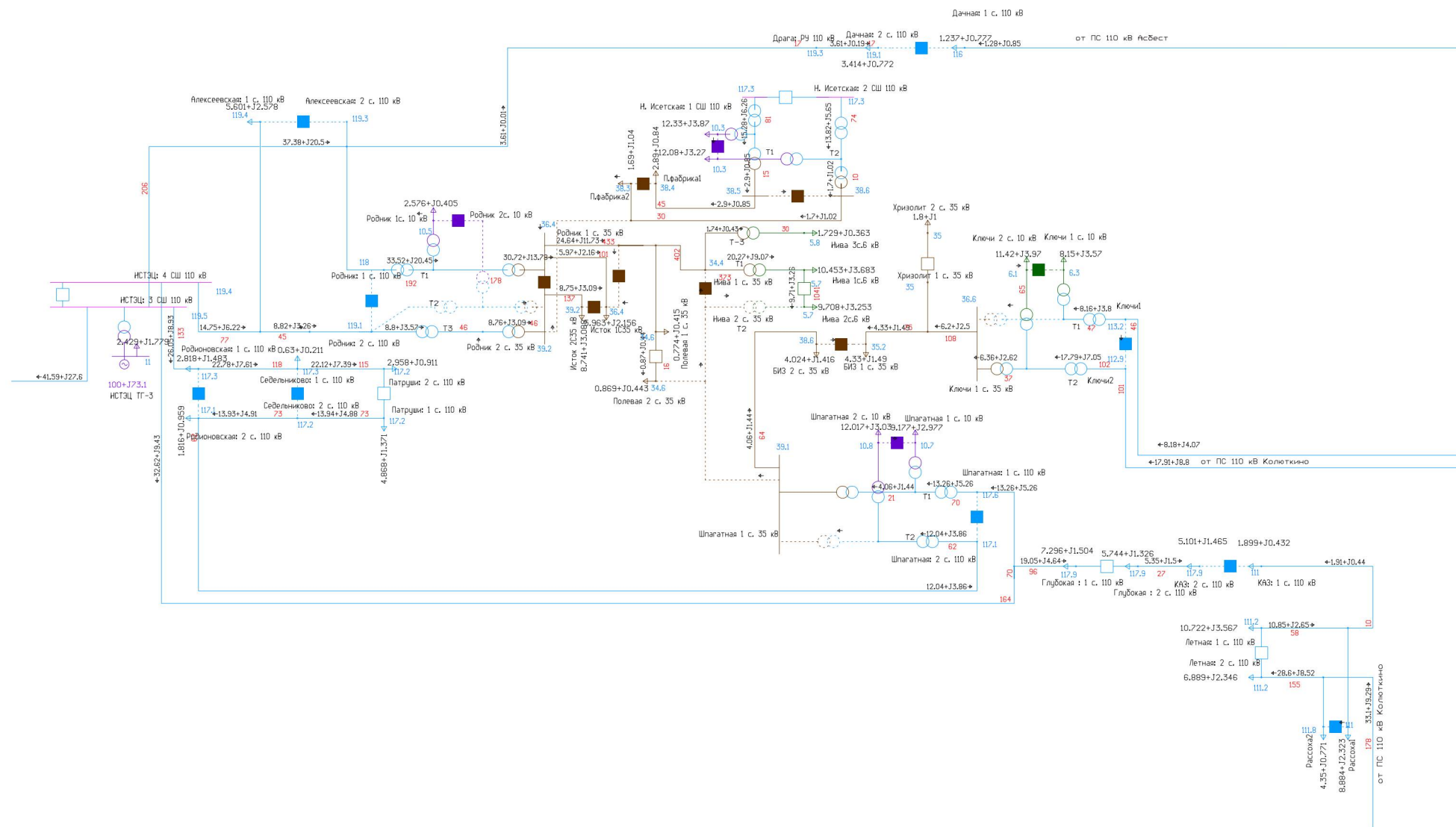


Рис. 9. Режим зимних максимальных нагрузок 2027 года при температуре 0°C. Вариант 1. Отключение ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая.

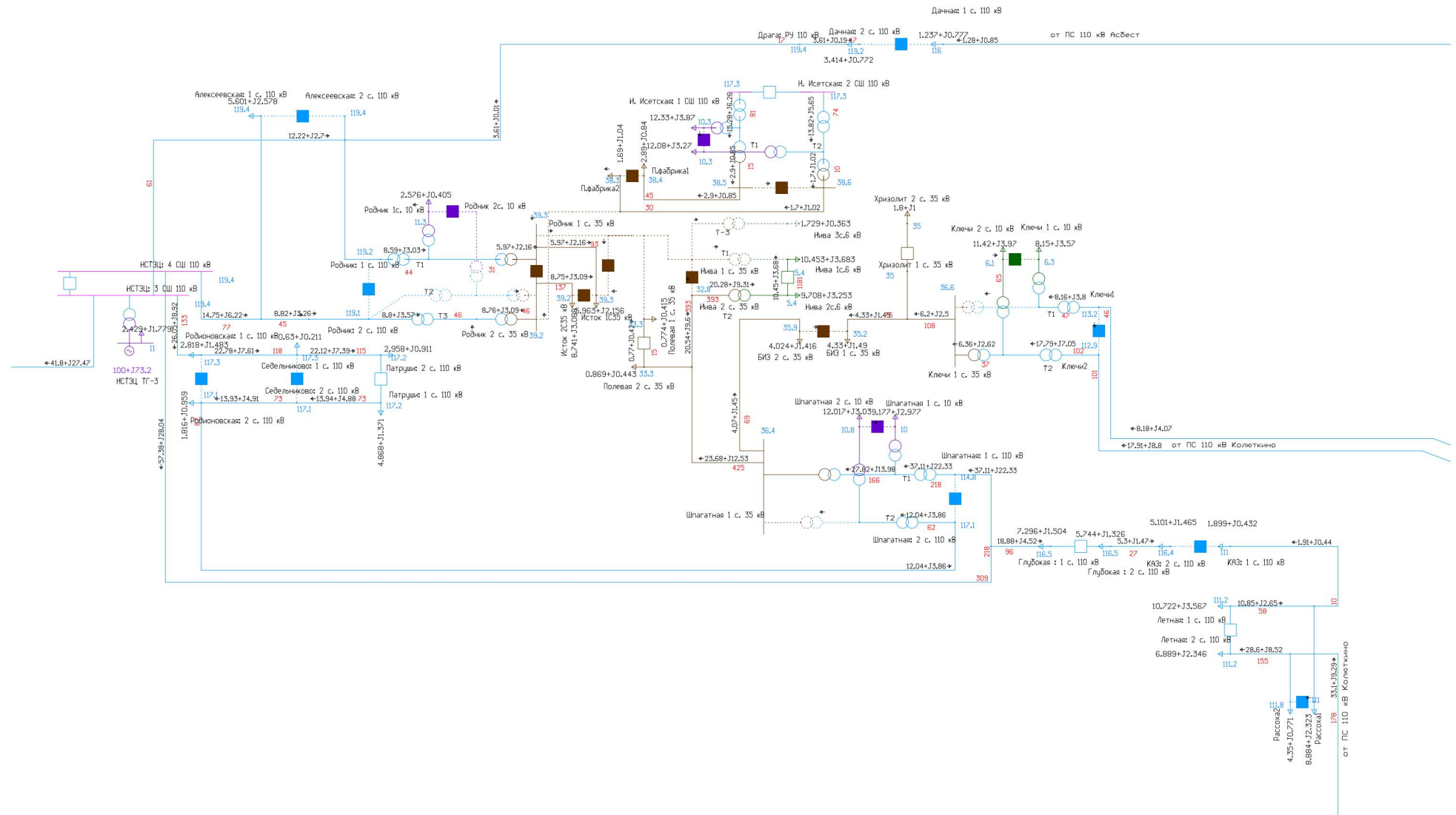
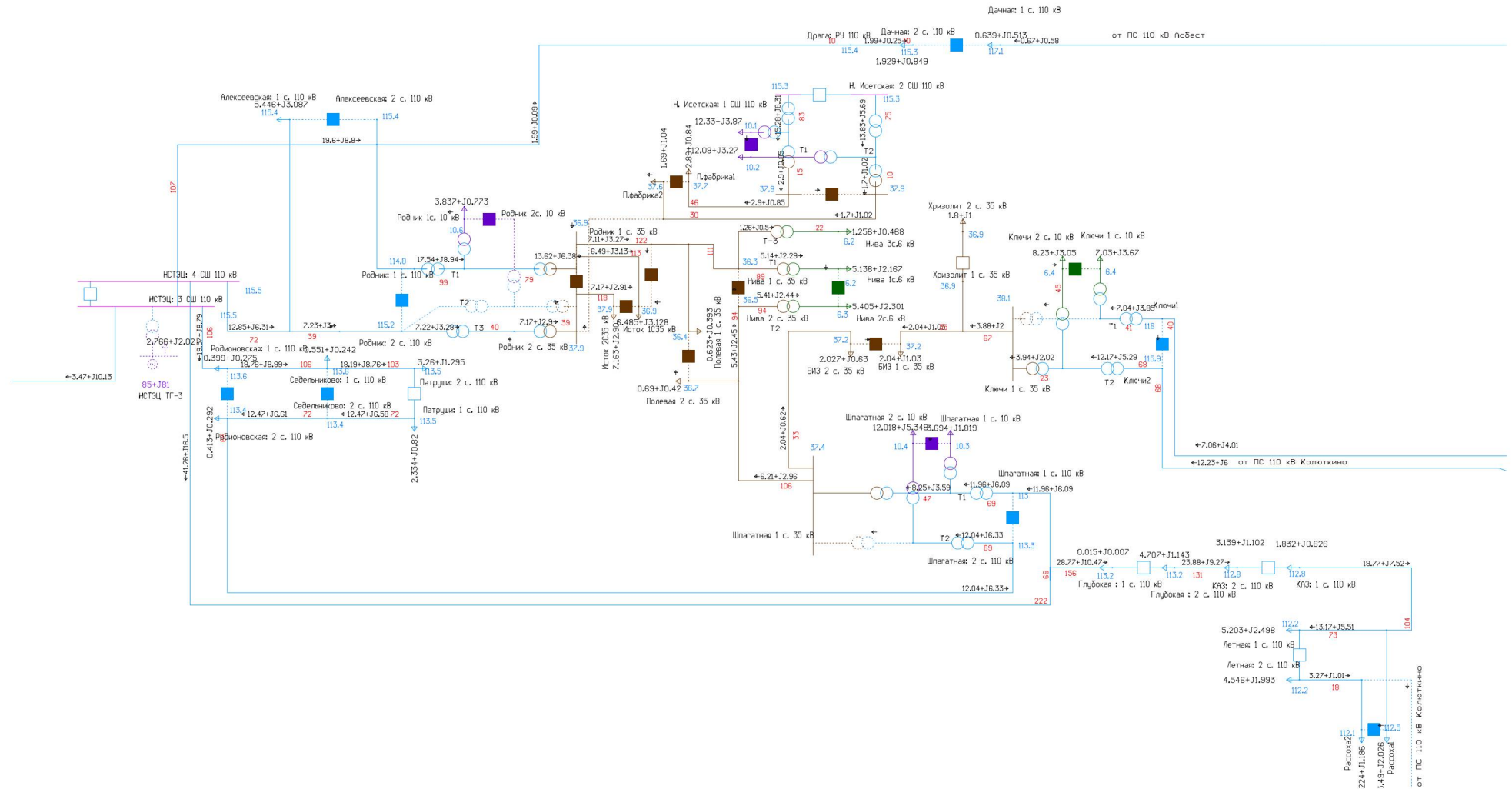


Рис. 10. Режим зимних максимальных нагрузок 2027 года при температуре 0°С. Вариант 1. Отключение КВЛ 35 кВ Родник – Исток 3 с отпайками на ПС Нива, Полевая.



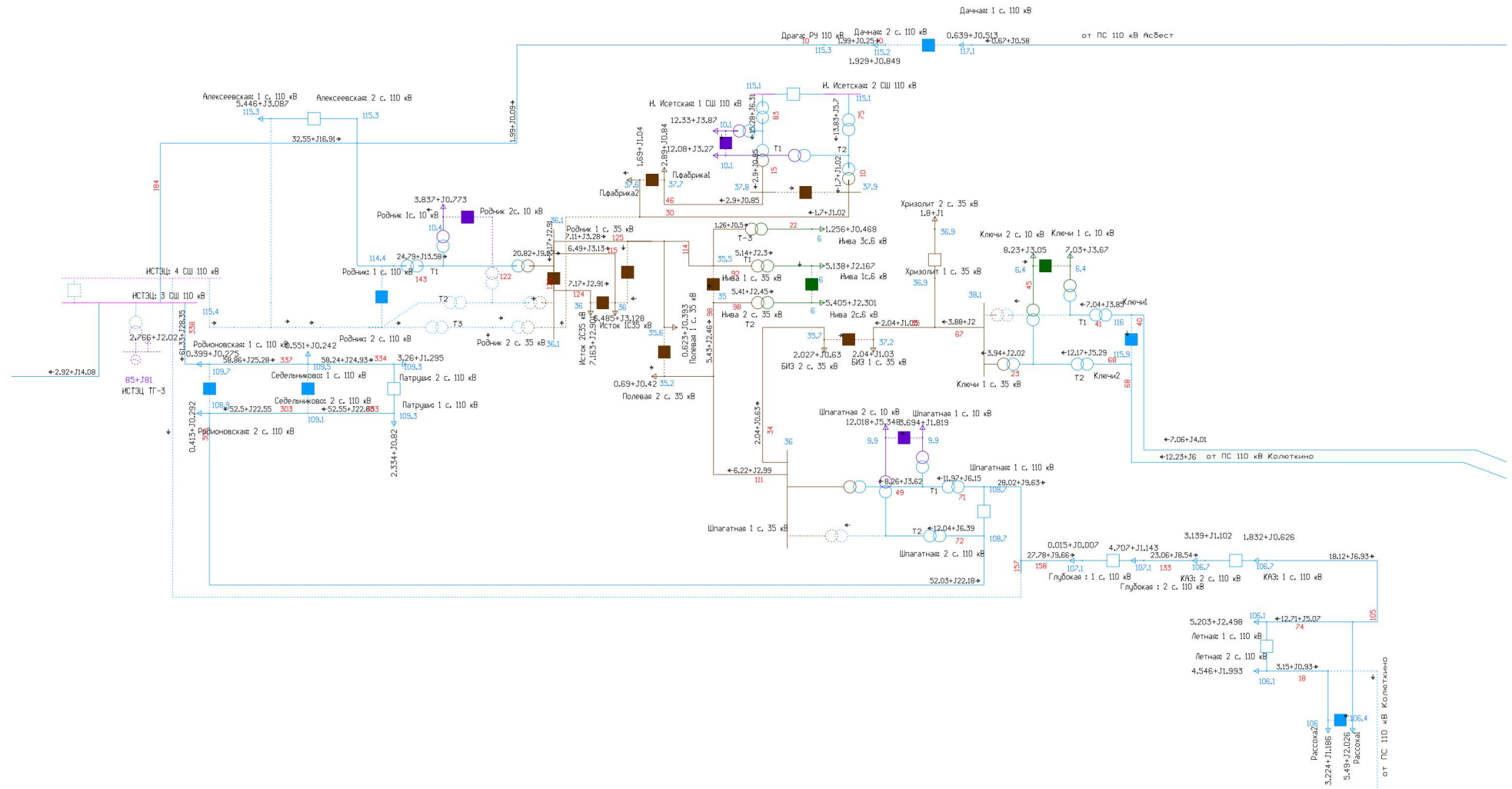


Рис. 12. Режим летних максимальных нагрузок 2027 года при температуре $+30^{\circ}$. Вариант 1. Отключение 4СШ 110 кВ Ново-Свердловской ТЭЦ.

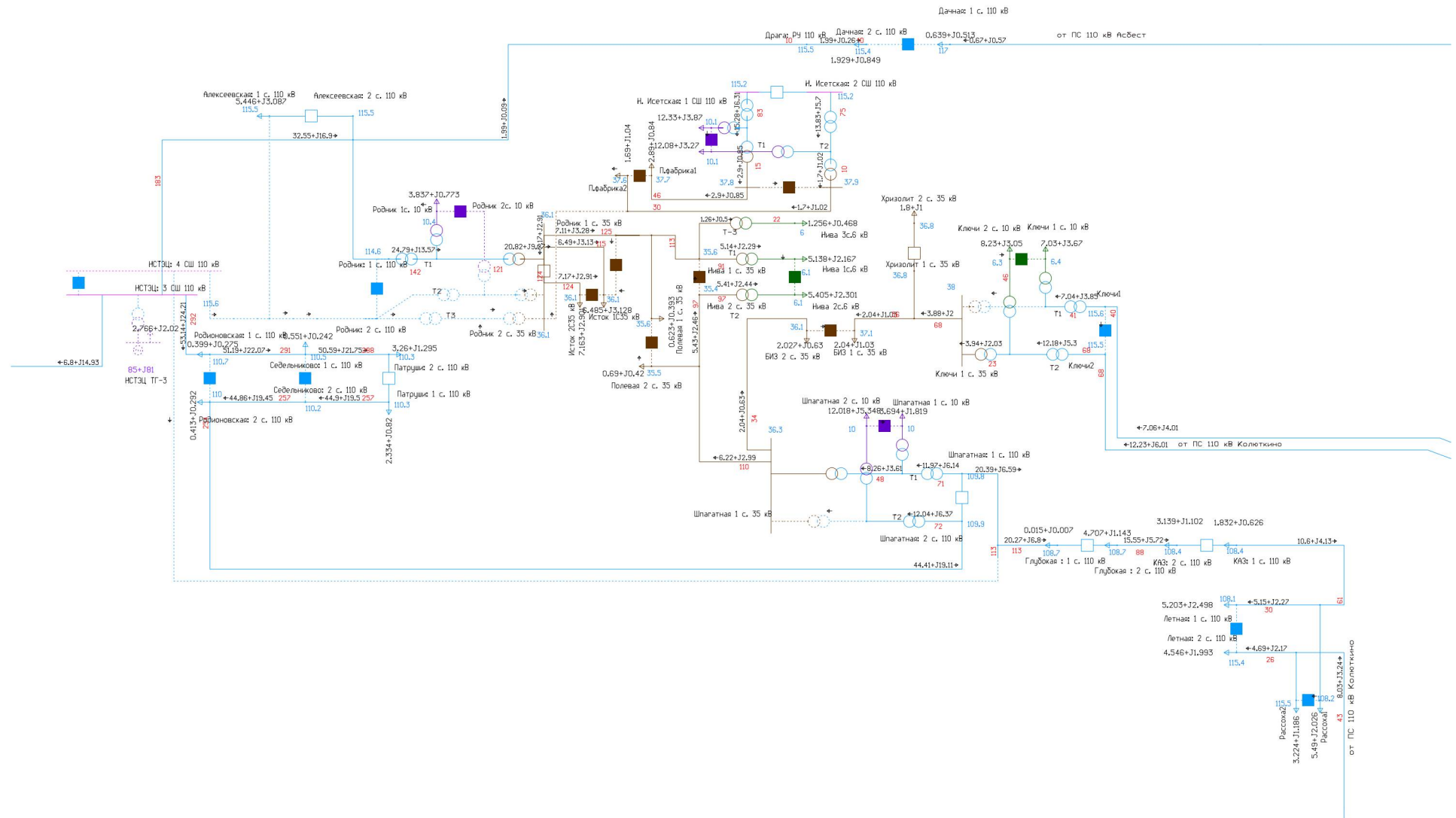


Рис. 13. Режим летних максимальных нагрузок 2027 года при температуре +30°. Вариант 1. Отключение 4СШ 110 кВ Ново-Свердловской ТЭЦ. С учетом переноса точки деления с ПС 110 кВ Колюткино на ПС 110 кВ Летная.



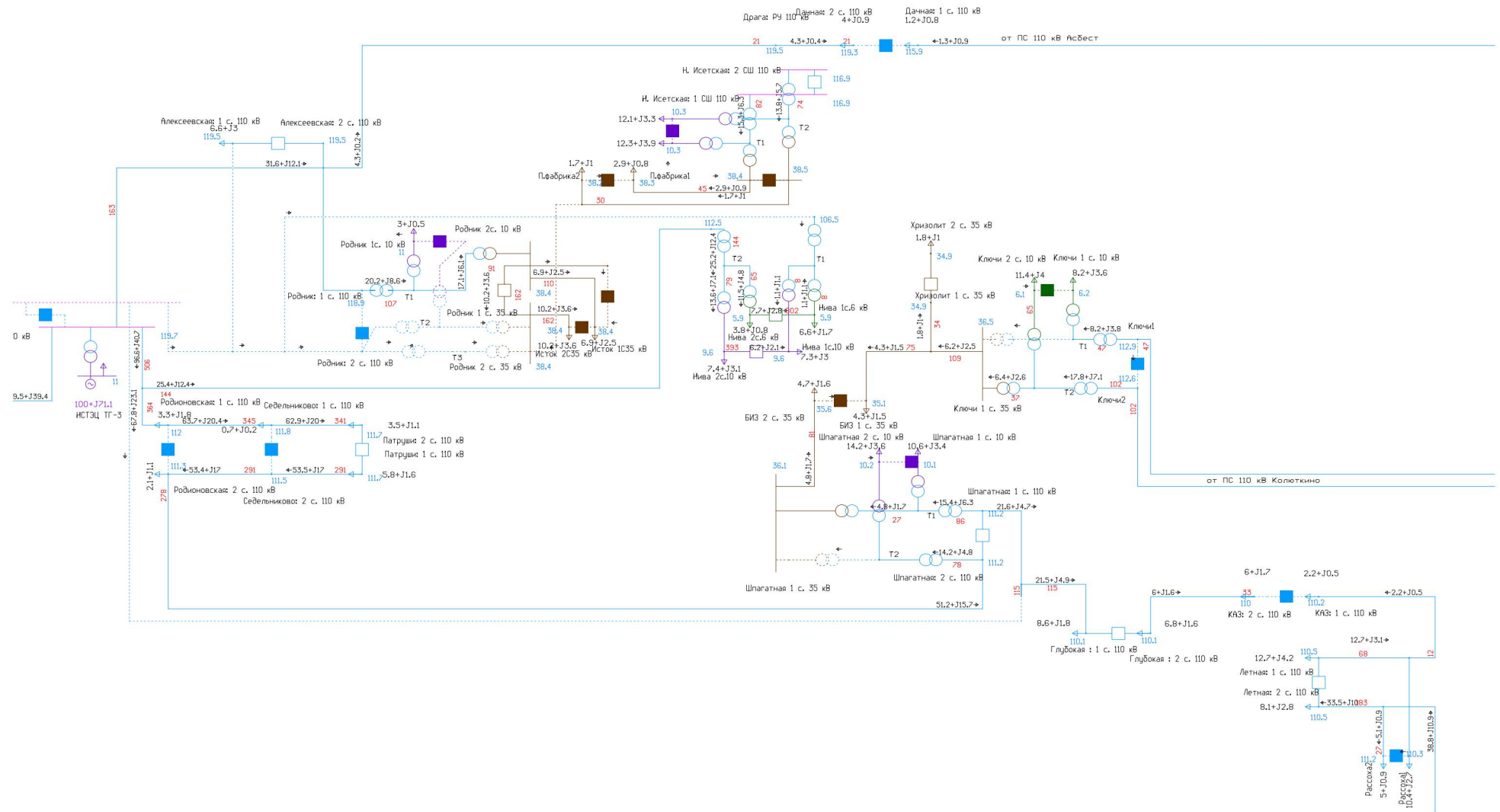
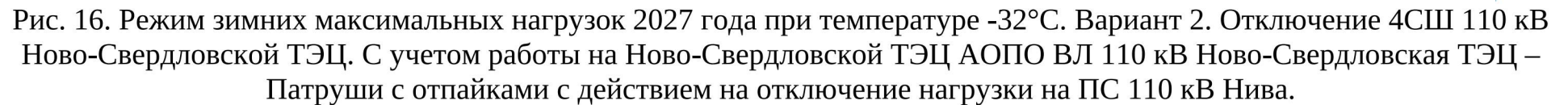


Рис. 15. Режим зимних максимальных нагрузок 2027 года при температуре -32°C . Вариант 2. Отключение 4СШ 110 кВ Ново-Свердловской ТЭЦ.



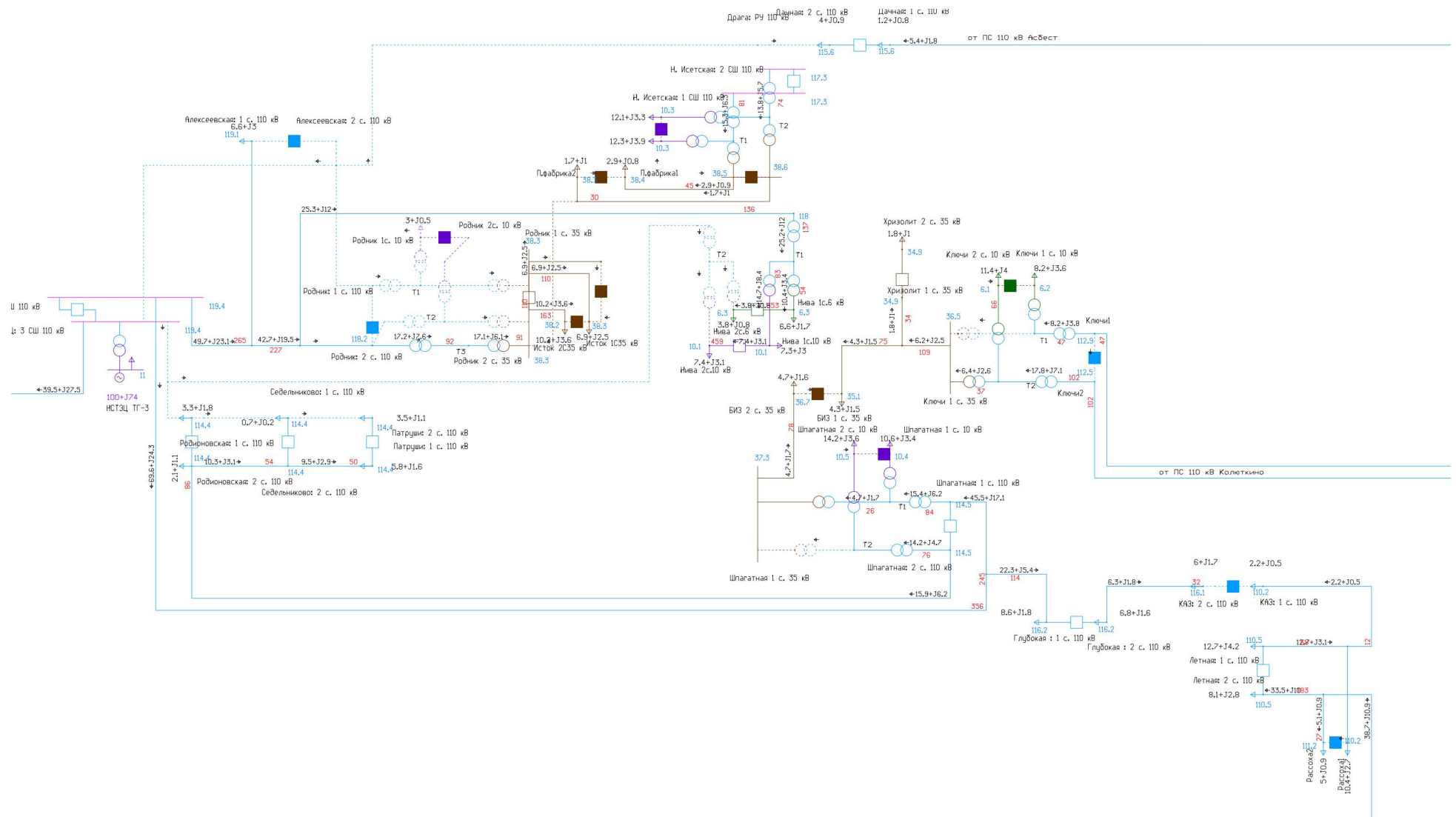
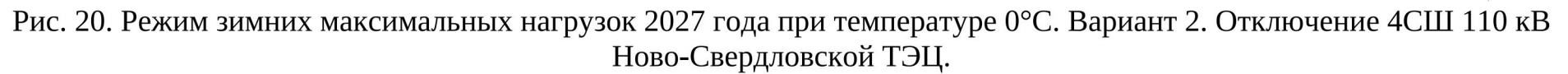


Рис. 17. Режим зимних максимальных нагрузок 2027 года при температуре -32°C . Вариант 2. Отключена ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши с отпайками. Отключение ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Дачная с отпайками.





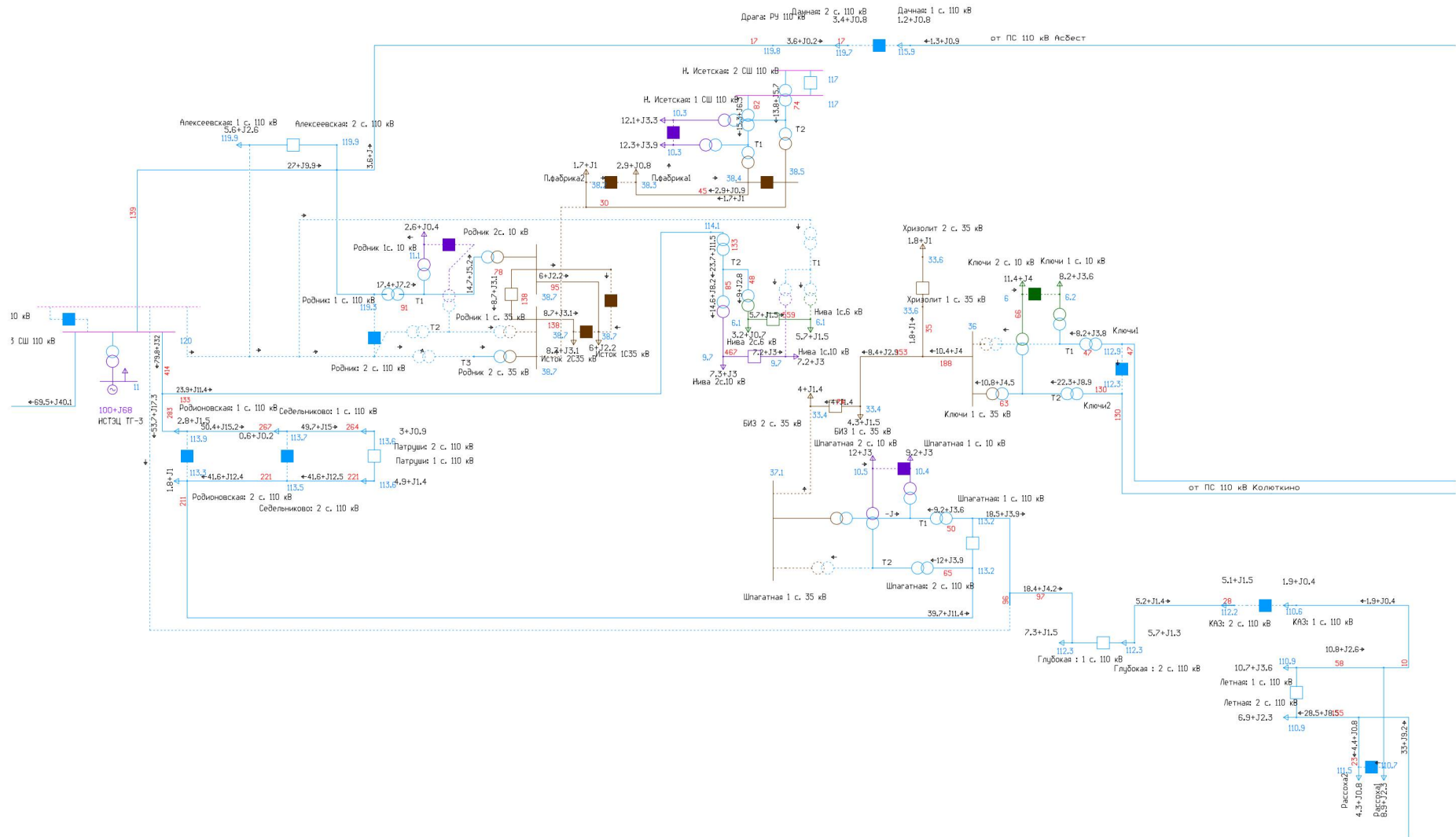


Рис. 21. Режим зимних максимальных нагрузок 2027 года при температуре 0°C. Вариант 2. Отключение 4СШ 110 кВ Ново-Свердловской ТЭЦ. С учетом перевода электроснабжения нагрузки 2С 35 кВ ПС 35 кВ БИЗ на питание от ВЛ 35 кВ Ключи – БИЗ.

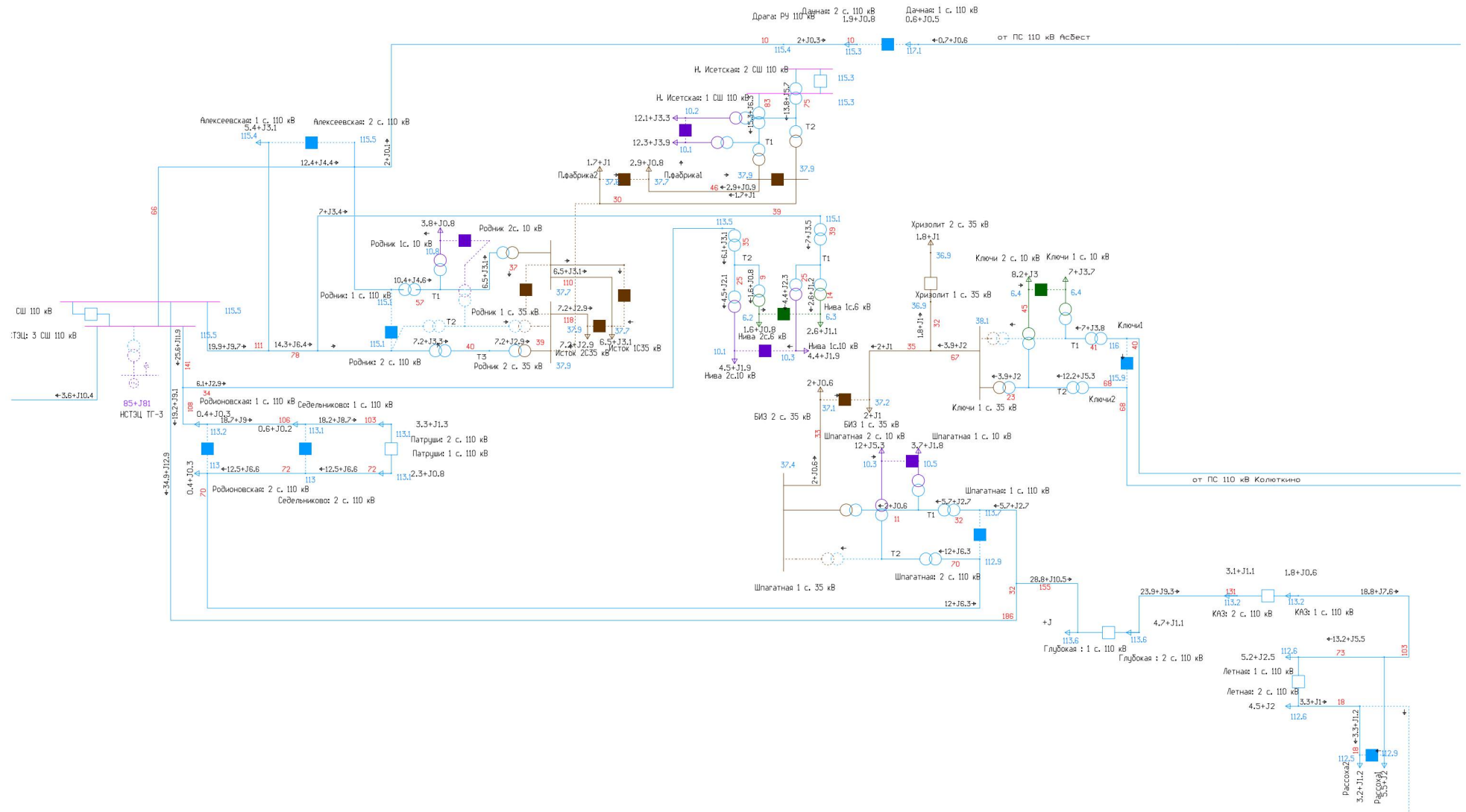
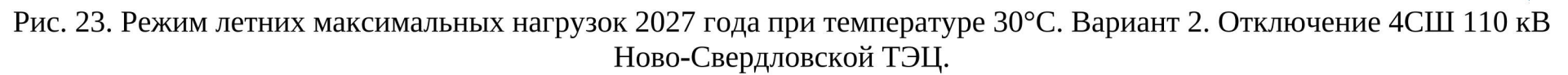


Рис. 22. Режим летних максимальных нагрузок 2027 года при температуре 30°C. Вариант 2. Нормальная схема.



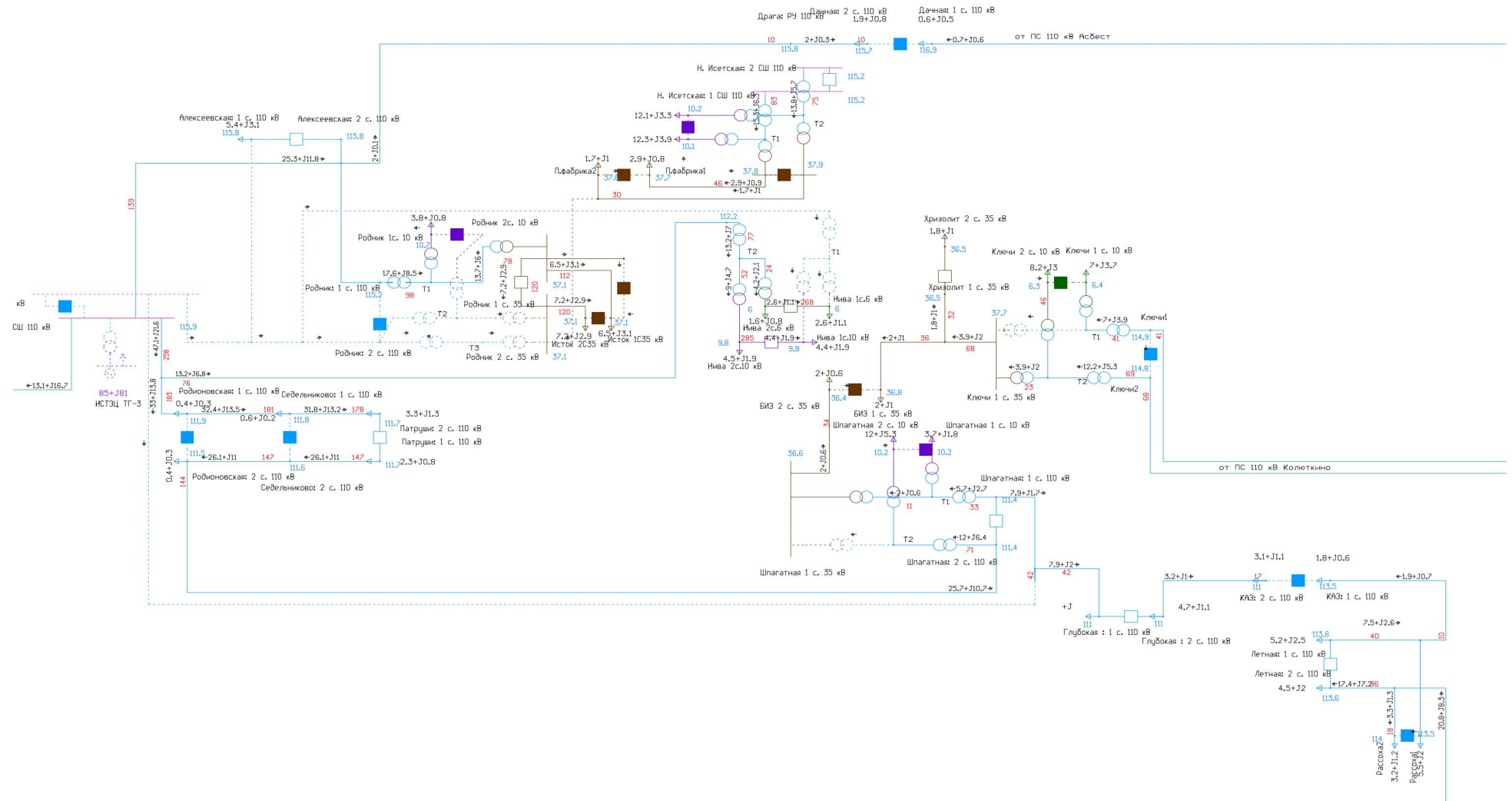
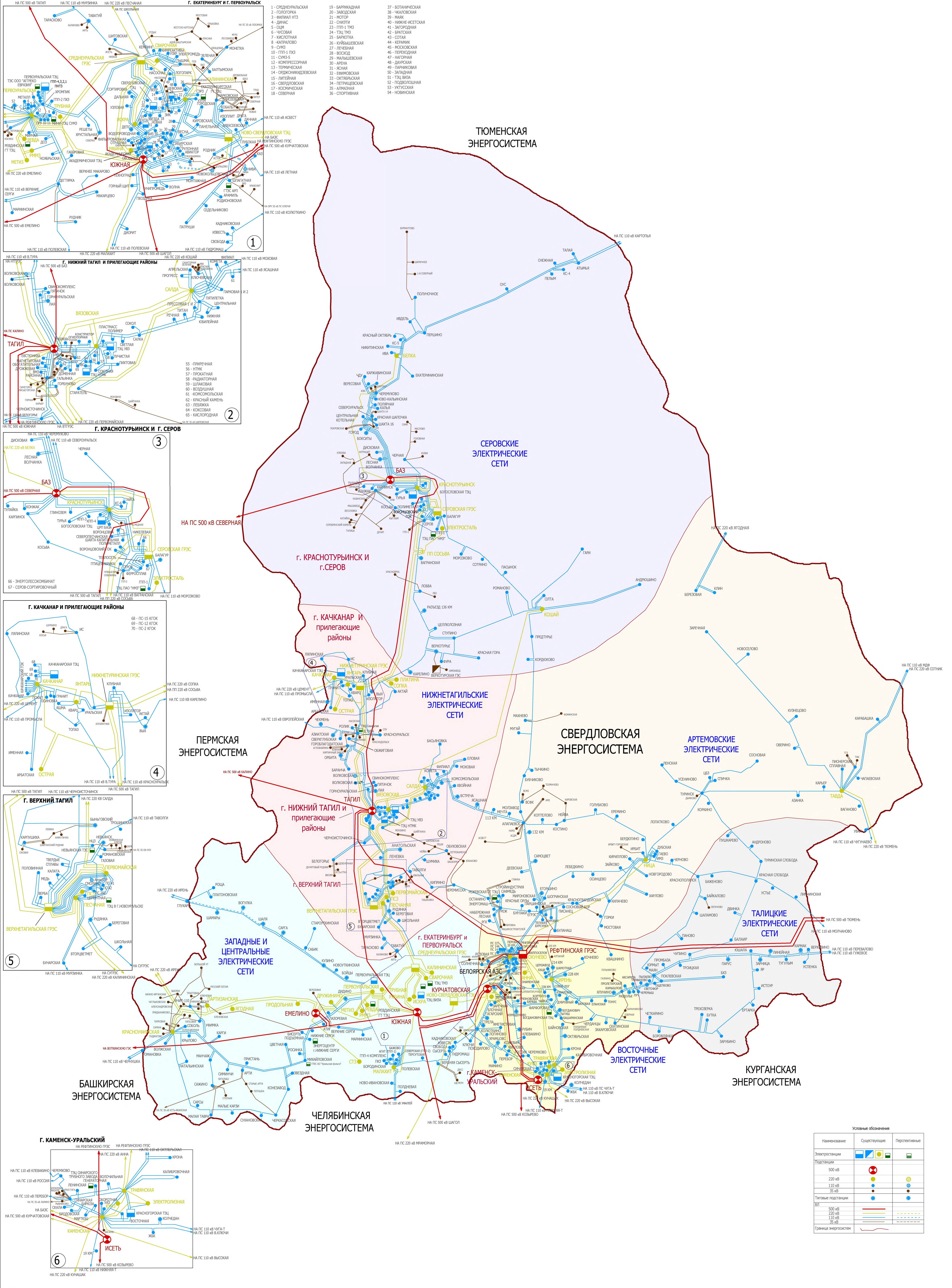


Рис. 24. Режим летних максимальных нагрузок 2027 года при температуре 30°C. Вариант 2. Отключение 4СШ 110 кВ Ново-Свердловской ТЭЦ. С учетом переноса точки деления с ПС 110 кВ Колоткино на ПС 110 кВ КА3.

Карта-Схема развития электрических сетей энергосистемы Свердловской области на 2022 год и на период 2023-2027 гг



Список используемых сокращений

А – ампер;
АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка;
АО – акционерное общество;
АО «Кузбассэнерго» – Кузбасское акционерное общество энергетики и электрификации;
АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования;
АТ – автотрансформатор;
АЭС – атомная электрическая станция;
БАЗ – Богословский алюминиевый завод;
БКТП – блочная комплектная трансформаторная подстанция;
БН – (реактор) на быстрых нейтронах;
БСК – батарея статических конденсаторов;
В – выключатель;
ВИЗ – Верх-Исетский металлургический завод;
ВГОК – Высокогорский горно-обогатительный комбинат;
ВЛ – воздушная линия;
ВЛИ – воздушная линия с применением самонесущих изолированных проводов;
ВРУ – вводно-распределительное устройство;
г.у.т. – грамм условного топлива;
ГКУ – государственное казенное учреждение;
Гкал – гигакалория;
ГВС – горячее водоснабжение;
ГОК – горно-обогатительный комбинат;
ГПП – главная понизительная подстанция;
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;
ДНП – дачное некоммерческое партнерство;
ДНТ – дачное некоммерческое товарищество;
ДТН – допустимая токовая нагрузка;
ЕТО – единая теплоснабжающая организация;
ЕЭС – единая энергетическая система;
ЕЭСК – Екатеринбургская электросетевая компания;
ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство;
ЖР – жилой район;
ЗАО – закрытое акционерное общество;
ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
ИП – индивидуальный предприниматель;

ИТС – индекс технического состояния;
кв. – квартал;
кВ – киловольт;
КВЛ – кабельно-воздушная линия электропередачи;
кв. м – квадратный метр;
кВт – киловатт;
кВт·ч – киловатт-час;
кг.у.т. – килограмм условного топлива;
куб. м/ч – метр кубический в час;
КГОК – Качканарский горно-обогатительный комбинат;
КЗ – короткое замыкание;
КЛ – кабельная линия;
корп. – корпус;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
КС – контролируемое сечение;
КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
КТПН – комплектная трансформаторная подстанция наружного исполнения;
ЛЭП – линия электропередачи;
МБУ – муниципальное бюджетное учреждение;
МВА – мегавольтампер;
Мвар – мегавольтампер реактивный;
МВт – мегаватт;
МК – межотраслевой концерн;
МКУ – муниципальное казенное учреждение;
мкр-н – микрорайон;
млн. куб. м – миллион кубических метров;
ММПС – мобильная модульная подстанция;
МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания;
МТП – мачтовая трансформаторная подстанция;
МУ – муниципальное учреждение;
МУП – муниципальное унитарное предприятие;
МЭС – магистральные электрические сети;
НДС – налог на добавленную стоимость;
н.п. – населенный пункт;
НПП – научно-производственное предприятие;
НТМК – Нижнетагильский металлургический комбинат;
ОАО – открытое акционерное общество;
ОГК – генерирующая компания оптового рынка электроэнергии;
ОН – ограничение нагрузки;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ОСЦТ – объединенная система централизованного теплоснабжения;
ОЭЗ ППТ – особая экономическая зона промышленно-производственного типа;
ОЭС – объединенная энергетическая система;

ПА – противоаварийная автоматика;
ПАО – публичное акционерное общество;
ПГУ – парогазовая установка;
ПК – потребительский кооператив;
ПП – переключательный пункт;
ПС – подстанция;
ПСУ – паросиловая установка;
ПСЦМ – производство сплавов цветных металлов;
ПТУ – паротурбинная установка;
ПУЭ – правила устройства электроустановок;
РАО – Российское акционерное общество;
РДУ – региональное диспетчерское управление;
РЖД – Российские железные дороги;
РП – распределительный пункт;
РУ – распределительное устройство;
руб. – рубильник;
СИП – самонесущий изолированный провод;
СНТ – садоводческое некоммерческое товарищество;
СО ЕЭС – системный оператор Единой энергетической системы;
СТО – стандарт организации;
СУГРЭС – Среднеуральская государственная районная электрическая станция;
СУМЗ – Среднеуральский медеплавильный завод;
СШ – система шин;
т.у.т. – тонна условного топлива;
ТГ – турбогенератор;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТТ – трансформатор тока;
ТУ – технические условия;
ТЭБ – топливно-энергетический баланс;
ТЭС – тепловая электрическая станция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
тыс. т/год – тысяча тонн в год;
у.е. – условная единица;
УК – управляющая компания;
УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд;
УрФУ – федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»;
УСПД – устройство передачи данных;
ф. – фидер;
ФГБУ – федеральное государственное бюджетное учреждение;
ФСК – федеральная сетевая компания;
ЭПК – экспериментально-производственный комбинат;
ЭСК – электросетевой комплекс;
Р_{уст} – мощность установленная.