



## УКАЗ

### ГУБЕРНАТОРА СВЕРДЛОВСКОЙ ОБЛАСТИ

29.07.2016

№ 442-УГ

г. Екатеринбург

#### Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года

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

#### ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Свердловской области на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года (прилагаются).

2. Признать утратившим силу Указ Губернатора Свердловской области от 21.12.2015 № 650-УГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года» («Официальный интернет-портал правовой информации Свердловской области» ([www.pravo.gov66.ru](http://www.pravo.gov66.ru)), 2015, 24 декабря, № 6781) с 01 января 2017 года.

3. Контроль за исполнением настоящего указа возложить на Заместителя Председателя Правительства Свердловской области С.М. Зырянова.

4. Настоящий указ вступает в силу с 01 января 2017 года.

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

Губернатор  
Свердловской области



Е.В. Куйвашев

УТВЕРЖДЕНЫ  
Указом Губернатора  
Свердловской области  
от 29.07.2016 № 442-УГ  
«Об утверждении схемы  
и программы развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2017–2021 годы и  
на перспективу до 2026 года»

**СХЕМА И ПРОГРАММА  
РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ СВЕРДЛОВСКОЙ  
ОБЛАСТИ НА 2017–2021 ГОДЫ И НА ПЕРСПЕКТИВУ  
ДО 2026 ГОДА**

## СОДЕРЖАНИЕ

Раздел 1. Цели и задачи схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области.....	6
Раздел 2. Общая характеристика Свердловской области.....	7
Раздел 3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Свердловской области.....	10
Глава 1. Характеристика энергосистемы .....	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 связи энергосистемы Свердловской области .....	16
Глава 6. Средства компенсации реактивной мощности .....	17
Глава 7. Динамика потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Свердловской области.....	17
Глава 8. Структура электропотребления Свердловской области. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии .....	21
Глава 9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности .....	22
Глава 10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за 2011–2015 годы .....	23
Глава 11. Установленная тепловая мощность электростанций .....	25
Глава 12. Структура топливного баланса электростанций и котельных .....	26
Глава 13. Динамика потребления тепловой энергии в регионе и структура отпуска теплоэнергии от электростанций и котельных Свердловской области .....	28
Глава 14. Перечень основных потребителей тепловой энергии.....	29
Глава 15. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области .....	29
Глава 16. Описание системы теплоснабжения города Екатеринбурга.....	39
Раздел 4. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Свердловской области.....	44
Глава 17. Особенности функционирования энергосистемы.....	44
Глава 18. Энергорайоны энергосистемы Свердловской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений («узкие места») .....	44
Глава 19. Проблемы электросетевого комплекса Свердловской области.....	48
Глава 20. Проблемы генерирующих мощностей Свердловской области.....	49
Глава 21. Проблемы в системе теплоснабжения Свердловской области. Рост повреждаемости тепловых сетей.....	51
Глава 22. Особенности ресурсного обеспечения электроэнергетического комплекса Свердловской области.....	53
Глава 23. Влияние предприятий энергетики на загрязнение окружающей среды в Свердловской области.....	54

Глава 24. Анализ состояния энергетической безопасности Свердловской области.....	64
Глава 25. Состояние и перспективы развития малой генерации в Свердловской области.....	64
Раздел 5. Основные направления развития электроэнергетики Свердловской области.....	78
Глава 26. Основные цели и задачи развития энергетики .....	78
Глава 27. Прогноз потребления электроэнергии и мощности .....	79
Глава 28. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Свердловской области.....	82
Глава 29. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период.....	86
Глава 30. Развитие электрических сетей на территории Свердловской области ..	88
Глава 31. Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период с выделением крупных потребителей .....	96
Глава 32. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области.....	98
Глава 33. Организация единых теплоснабжающих организаций.....	121
Глава 34. Потребность электростанций и котельных в топливе .....	122
Глава 35. Энергообеспечение удаленных территорий Свердловской области.....	124
Глава 36. Потребность в кадровых ресурсах для реализации программы развития электроэнергетики Свердловской области .....	126
Глава 37. Объекты, задействованные в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году, и анализ их схем электроснабжения .....	132
Глава 38. Оценка экономической эффективности реализации схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области. Оценка влияния реализации схемы и программы развития электроэнергетики на экономику Свердловской области .....	139
Приложение № 1. Возрастная структура оборудования электростанций Свердловской области по состоянию на 01 января 2016 года .....	141
Приложение № 2. Характеристика электросетевого комплекса по классам напряжения на 01 января 2016 года .....	144
Приложение № 3. Характеристика средств компенсации реактивной мощности на 01 января 2016 года .....	145
Приложение № 4. Динамика электропотребления Свердловской энергосистемы в 2008–2015 годах в разрезе энергорайонов, групп потребителей и крупных потребителей .....	147
Приложение № 5. Наиболее крупные потребители электроэнергии в энергосистеме .....	149
Приложение № 6. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области .....	150
Приложение № 7. Объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования по энергосистеме Свердловской области (основные) (МВт) .....	159

Приложение № 8. Объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования по энергосистеме Свердловской области (дополнительные) (МВт) .....	161
Приложение № 9. Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Свердловской области (МВт) .....	163
Приложение № 10. Основной реестр электрических нагрузок объектов, задействованных в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году .....	164
Приложение № 11. Загрузка центров питания, задействованных при проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году .....	166
Приложение № 12. Перечень мероприятий по развитию электросетевого комплекса (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для надежного электроснабжения потребителей Свердловской области .....	167
Приложение № 13. Результаты расчетов электрических режимов .....	170
Список используемых сокращений .....	193

## **Раздел 1. Цели и задачи схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области**

Схема и программа развития электроэнергетики Свердловской области (далее – Свердловская область, регион) на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года разработана 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».

Схема и программа развития электроэнергетики Свердловской области на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года учитывает:

1) Указ Президента Российской Федерации от 07 мая 2012 года № 596 «О долгосрочной государственной экономической политике»;

2) Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, одобренную распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.02.2008 № 215-р;

3) схему и программу развития ЕЭС России на 2016–2022 годы, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 01.03.2016 № 147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016–2022 годы»;

4) схему и программу развития электроэнергетики Свердловской области на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года, утвержденные Указом Губернатора Свердловской области от 21.12.2015 № 650-УГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2016–2020 годы и на перспективу до 2025 года»;

5) утвержденные инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство;

6) 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»;

7) схемы выдачи мощности электростанций, выполненные проектными организациями;

8) схемы внешнего электроснабжения потребителей, выполненные проектными организациями;

9) схемы теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, на территориях которых расположены объекты электроэнергетики Свердловской области;

10) постановление Правительства Свердловской области от 08.08.2012 № 858-ПП «Об основных параметрах развития газоснабжения и газификации Свердловской области Генеральной схемы газоснабжения и газификации Свердловской области на период до 2015 года и перспективу до 2020 года»;

11) социально-экономические, экономико-технологические, географические, экологические и ресурсные особенности региона;

12) ежегодный отчет о функционировании Единой энергетической системы России и данные мониторинга исполнения схем и программ развития электроэнергетики;

13) требования ФИФА к стадионам для проведения чемпионата мира по футболу 2018 года в России.

Результаты схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года должны использоваться в качестве основы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

Основной целью разработки схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года является подготовка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Основными задачами работы по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года являются:

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

2) подготовка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 110 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.

## **Раздел 2. Общая характеристика Свердловской области**

Свердловская область – один из крупнейших регионов Российской Федерации, входящий в состав Уральского федерального округа Российской Федерации. Свердловская область входит в Евразийский континент 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 километров, с севера на юг – около 660 километров. Площадь территории Свердловской области составляет 194,3 тыс. квадратных километров. По территории Свердловской области проходит граница между Европой и Азией. 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, на востоке – с Тюменской областью.

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

Численность постоянного населения Свердловской области на 01 января 2016 года составила 4 328 942 человека. На территории Свердловской области расположены 47 городов, 26 рабочих поселков и поселков городского типа, 1841 сельский населенный пункт. Местное самоуправление осуществляется на территориях 94 муниципальных образований. В городах проживает 84 процента 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 процентов) проживает в следующих промышленных районах: Серово-Богословском, Нижнетагильском, Верхнетагильском, Первоуральском, Екатеринбургском, Асбестовско-Артемовском, Каменск-Уральском, Полевском. Карта-схема Свердловской области с указанием районов приведена на рисунке 1.

Промышленность Свердловской области представлена преимущественно обрабатывающим производством, на долю которого в 2015 году пришлось 87,9 процента от объема промышленного производства на территории Свердловской области и 36 процентов от объема производства в обрабатывающем производстве Уральского федерального округа. Профилирующие производства – металлургическое (черная и цветная металлургия), производство машин и оборудования – обладают высокой фондо- и материалоемкостью с высокой зависимостью от конъюнктуры сырьевых рынков. Добыча полезных ископаемых представлена добычей железных и медных руд, бокситов, асбеста.

На 01 января 2016 года минерально-сырьевая база Свердловской области обеспечивала значительную часть добычи в России ванадия, бокситов, хризотил-асбеста, железных руд, огнеупорных глин.

В Свердловской области имеются собственные топливно-энергетические ресурсы. Запасы угля незначительны, имеются разведанные запасы нефти на северо-востоке области, разработка их в настоящее время не ведется. В Красноуфимском районе ведется разведка месторождений газа, возможность добычи которого оценивается в размере 1,5–2 млрд. куб. метров 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.

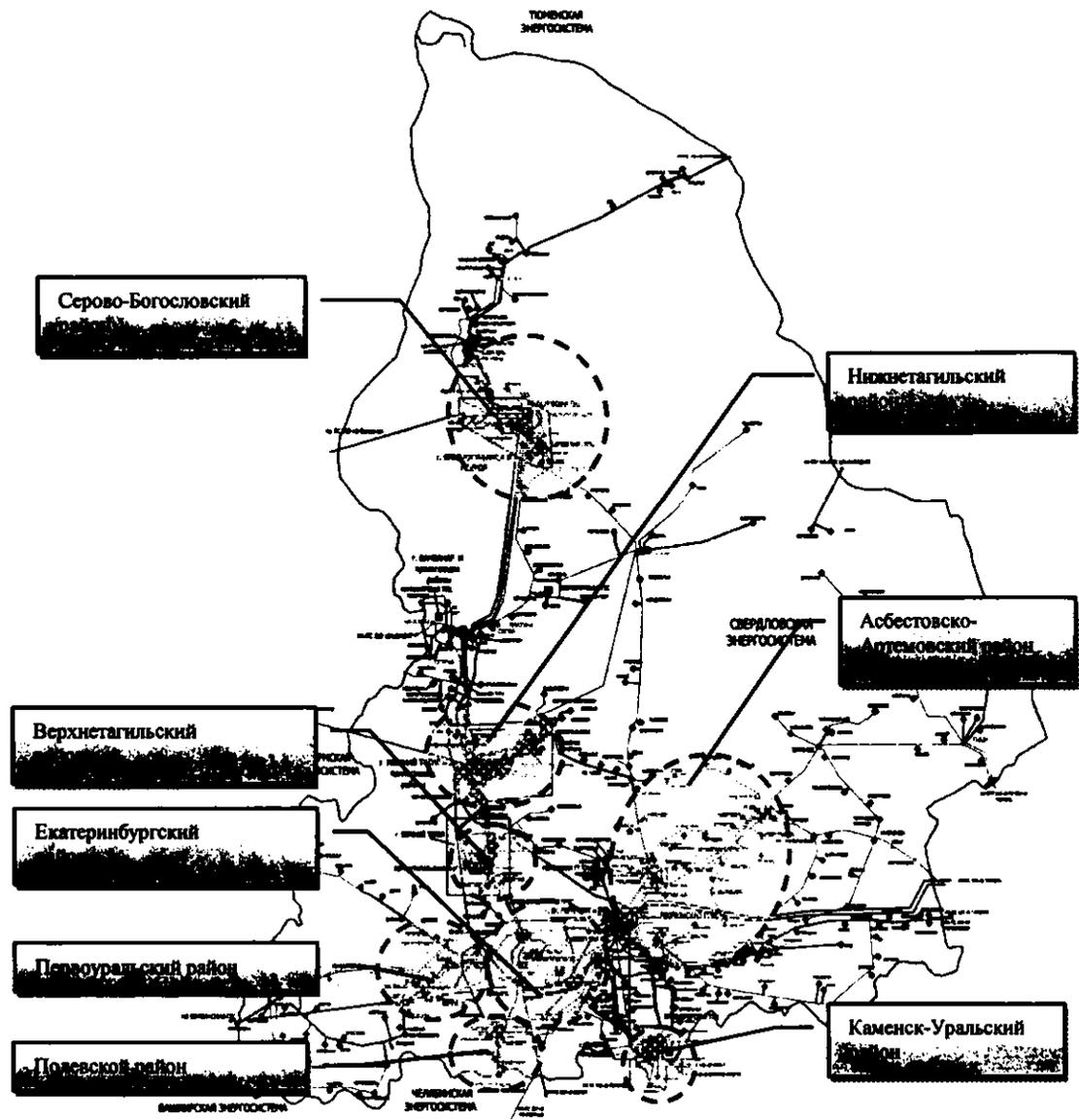


Рис. 1. Карта-схема Свердловской области с основными промышленными районами

### **Раздел 3. Анализ существующего состояния электроэнергетики Свердловской области**

#### **Глава 1. Характеристика энергосистемы**

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области на 01 января 2016 года составила 10712,9 МВт.

Более половины от всей установленной мощности энергосистемы 50,9 процента (5456,5 МВт) приходится на две электростанции – Рефтинская ГРЭС и Среднеуральская ГРЭС, принадлежащие ПАО «Энел Россия».

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

На территории Свердловской области наблюдается развитие источников генерации распределенной энергетики. Суммарная мощность составляет около 200 МВт.

Энергосистема Свердловской области входит в состав объединенной энергосистемы Урала. Диспетчерское управление энергосистемой осуществляется филиалами ОАО «СО ЕЭС», объединенным диспетчерским управлением энергосистемами Урала и региональным диспетчерским управлением энергосистемами Свердловской и Курганской областей.

Электросетевой комплекс энергосистемы Свердловской области достаточно развит, присутствуют линии электропередачи класса напряжения 0,4-10-35-110-220-500 кВ. Суммарная протяженность ВЛ 110-220-500 кВ на 01 января 2016 года составила 16,37 тыс. км. Суммарная мощность силовых трансформаторов с высшим номинальным напряжением 110-220-500 кВ на понизительных ПС и электростанциях энергосистемы Свердловской области на 01 января 2016 года составила 42,85 тыс. МВА.

На 01 января 2016 года около 99 процентов электроэнергии Свердловской области вырабатывается на ввозимом топливе. Баланс электрической мощности энергосистемы Свердловской области является избыточным.

На территории Свердловской области функционирует множество субъектов электроэнергетики, обеспечивающих стабильную и надежную работу энергосистемы. Большинство энергообъектов области принадлежит крупным энергокомпаниям федерального и регионального масштаба.

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

Крупнейшими электросетевыми компаниями на территории Свердловской области являются: филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – СПМЭС, филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания», АО «Облкоммунэнерго», ЗАО «Тагилэнерго», ОАО «Региональная сетевая

компания», ОАО «РЖД». Часть объектов 220-110 кВ и ниже принадлежат организациям-потребителям.

Крупнейшими энергосбытовыми компаниями на территории области являются: Свердловский филиал ОАО «ЭнергосбыТ Плюс», ОАО «Екатеринбургэнергосбыт», ЗАО «Энергопромышленная компания» и ОАО «Свердловская энергогазовая компания», ОАО «Роскоммунэнерго».

## Глава 2. Структура и состав установленной мощности электростанций

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

Таблица 1

### Структура установленной мощности электрических станций энергосистемы Свердловской области по состоянию на 01 января 2016 года

Тип электростанции	Установленная мощность (МВт)	Доля от установленной мощности энергосистемы Свердловской области (процентов)
АЭС	1480	13,8
ГЭС	7	0,1
ТЭС*	9225,9	86,1
Итого	10712,9	100

\* – в том числе станции промышленных предприятий

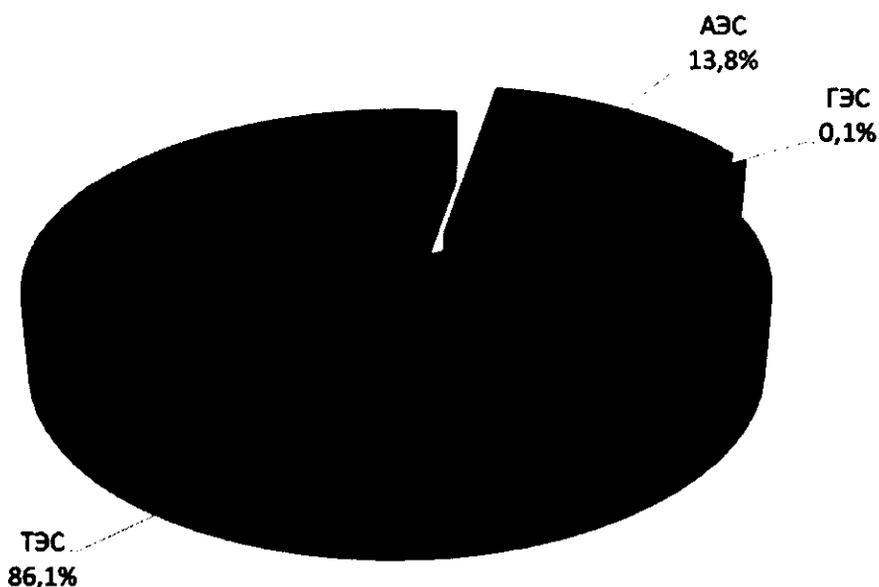


Рис. 2. Структура установленной мощности электрических станций Свердловской области по состоянию на 01 января 2016 года

Информация об установленной мощности, месторасположении электрических станций, а также станции промышленных предприятий, находящихся на территории энергосистемы Свердловской области, установленная мощность которых превышает 5 МВт, представлена в таблице 2.

Таблица 2

**Электрические станции, расположенные на территории энергосистемы  
Свердловской области, по состоянию на 01 января 2016 года**

№ строки	Собственник, наименование электростанции	Установленная мощность (МВт)	Место расположения электростанции
1	2	3	4
1.	<b>Электростанции оптового рынка электроэнергии</b>	<b>10014,5</b>	
2.	АО «Концерн Росэнергоатом»	1480	
3.	Белоярская АЭС	1480	пос. Заречный
4.	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	945	
5.	Верхнетагильская ГРЭС	945	г. Верхний Тагил
6.	ПАО «ОГК-2»	808	
7.	Серовская ГРЭС	808	г. Серов
8.	ПАО «Энел Россия»	5456,5	
9.	Рефтинская ГРЭС	3800	пос. Рефтинский
10.	Среднеуральская ГРЭС	1656,5	г. Среднеуральск
11.	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	1168	
12.	Ново-Свердловская ТЭЦ	557	г. Екатеринбург
13.	Нижнетуринская ГРЭС	575	г. Нижняя Тура
14.	Свердловская ТЭЦ	36	г. Екатеринбург
15.	АО «ГТ Энерго»	36	
16.	ГТ ТЭЦ, город Реж	18	г. Реж
17.	ГТ ТЭЦ, город Екатеринбург	18	г. Екатеринбург
18.	Филиал ОАО «СУАЛ» – «УАЗ СУАЛ»	121	
19.	Красногорская ТЭЦ	121	г. Каменск-Уральский
20.	<b>Электростанции розничного рынка электроэнергии</b>	<b>165,5</b>	
21.	ОАО «Синарская ТЭЦ»	24	
22.	Синарская ТЭЦ	24	г. Каменск-Уральский
23.	ОАО МК «Уралметпром», ООО «ТГ-1», ООО «ТГ-2»	70,5	
24.	ТЭЦ ВИЗа	70,5	г. Екатеринбург
25.	ПАО «Уральский завод РТИ»	6	
26.	ТЭЦ РТИ	6	г. Екатеринбург
27.	АО «Екатеринбургская теплосетевая компания»	34	
28.	ТЭЦ ТМЗ	24	г. Екатеринбург
29.	ТЭЦ 19	10	г. Екатеринбург
30.	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	31	
31.	Верхотурская ГЭС	7	Верхотурский район (река Тура)
32.	Первоуральская ТЭЦ	24	г. Первоуральск
33.	<b>Станции промышленных</b>	<b>532,9</b>	

1	2	3	4
	<b>предприятий</b>		
34.	ОАО «ЕВРАЗ КГОК»	50	
35.	Качканарская ТЭЦ	50	г. Качканар
36.	ОАО «ЕВРАЗ НТМК»	149,9	
37.	ТЭЦ НТМК	149,9	г. Нижний Тагил
38.	АО «НПК «Уралвагонзавод»	128	
39.	ТЭЦ УВЗ	128	г. Нижний Тагил
40.	ПАО «Надеждинский металлургический завод»	18	
41.	ЦЭС ПАО «Надеждинский металлургический завод»	18	г. Серов
42.	ОАО «Среднеуральский медеплавильный завод»	21,5	
43.	МиниТЭЦ ОАО «СУМЗ»	21,5	г. Ревда
44.	АО «Уральский электрохимический комбинат»	30	
45.	ТЭЦ АО «УЭХК»	30	г. Новоуральск
46.	Филиал ОАО «СУАЛ» – «БАЗ СУАЛ»	135,5	
47.	Богословская ТЭЦ	135,5	г. Краснотурьинск
48.	<b>Итого по Свердловской энергосистеме</b>	<b>10712,9</b>	

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



Рис. 3. Структура установленной мощности электрических станций Свердловской области по состоянию на 01 января 2016 года

### **Глава 3. Возрастная структура оборудования электростанций**

С 01 января 2015 года по 01 января 2016 года произошли существенные изменения в возрастной структуре оборудования электрических станций на территории энергосистемы Свердловской области. В указанный период выведено из эксплуатации неэффективное, устаревшее оборудование суммарной установленной мощностью 890 МВт, а также введено в эксплуатацию генерирующее оборудование суммарной установленной мощностью 1793,5 МВт.

В частности, в указанный период:

на Серовской ГРЭС (ПАО «ОГК-2») выведены из эксплуатации ТГ-1 (50 МВт), ТГ-2 (50 МВт), ТГ-4 (50 МВт) суммарной установленной мощностью 150 МВт;

на Верхнетагильской ГРЭС (АО «Интер РАО – Электрогенерация») выведены из эксплуатации ТГ-1 (88 МВт), ТГ-2 (88 МВт), ТГ-3 (88 МВт), ТГ-4 (88 МВт), ТГ-5 (100 МВт), ТГ-6 (100 МВт) суммарной установленной мощностью 552 МВт;

на Нижнетуринской ГРЭС (ПАО «Т Плюс») выведены из эксплуатации ТГ-9 (88 МВт), ТГ-10 (88 МВт) суммарной установленной мощностью 176 МВт;

на Первоуральской ТЭЦ (ПАО «Т Плюс») выведен из эксплуатации ТГ-1 (12 МВт);

введен в эксплуатацию энергоблок № 4 Белоярской АЭС (АО «Концерн Росэнергоатом») установленной мощностью 880 МВт;

введены в эксплуатацию две ПГУ-230 на Нижнетуринской ГРЭС (ПАО «Т Плюс») суммарной установленной мощностью 472 МВт;

введена в эксплуатацию ПГУ-420 на Серовской ГРЭС (ПАО «ОГК-2») установленной мощностью 420 МВт.

введена в эксплуатацию миниТЭЦ ОАО «СУМЗ» установленной мощностью 21,5 МВт, состоящая из 5 газопоршневых агрегатов установленной мощностью 4,3 МВт каждый.

Ввод нового современного оборудования и вывод неэффективного оборудования, отработавшего свой ресурс, позволил сократить долю мощностей, введенных до 1970 года с 41,7 процента до 32,0 процента. При этом на начало 2016 года 20,7 процента мощностей введено в период с 2011 до 2016 годов. Мощность генерирующего оборудования, введенного более 50 лет назад (до 1960 года), составляет 8,9 процента. Полный перечень электрических станций с указанием возрастной структуры оборудования представлен в приложении № 1. График введенной мощности на 01 января 2016 года показан на рисунке 4.

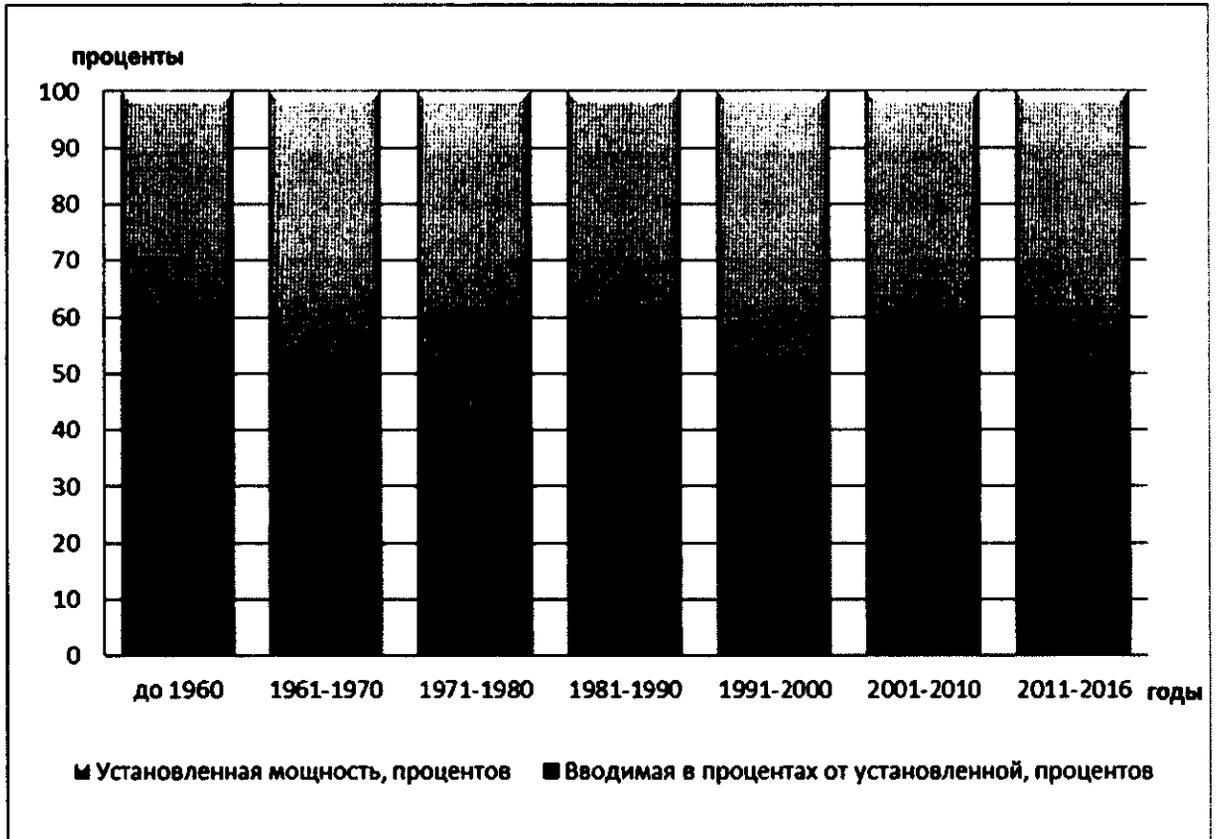


Рис. 4. График введенной мощности в процентах от установленной

#### Глава 4. Основные характеристики электросетевого хозяйства Свердловской области

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

ПС 500 кВ	– 6 штук;
ПС 220 кВ	– 37 штук*;
ПС 35-110 кВ	– 558 штук**;
ТП 10-6/0,4 кВ	– 15689 штук;
ВЛ 500 кВ	– 1988 км;
ВЛ 220 кВ	– 3351 км;
ВЛ 35-110 кВ	– 10657 км;
ВЛ 10-0,4 кВ	– 42249 км;
КЛ 220 кВ	– 0 км;
КЛ 35-110 кВ	– 433 км;
КЛ 10-0,4 кВ	– 10187 км;
общее количество	– 402831 у.е.

\* С учетом подстанций потребителей.

\*\* Без учета подстанций потребителей.

Основные характеристики приведены по данным наиболее крупных электросетевых компаний на территории Свердловской области, таких как: филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – СПМЭС,

филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания», ПАО «Облкоммунэнерго», ОАО «Региональная сетевая компания», ЗАО «Тагилэнергосети», а также ОАО «РЖД». На территории Свердловской области также функционируют более 100 мелких территориальных сетевых организаций, в состав которых входит около 190 тыс. у.е. электросетевого оборудования. Более подробная характеристика электросетевого комплекса Свердловской области приведена в приложении № 2.

В 2015 году были введены в эксплуатацию следующие электросетевые объекты:

для обеспечения выдачи мощности ПГУ-420 Серовской ГРЭС введено КРУЭ 220 кВ Серовской ГРЭС с установкой автотрансформатора связи 220/110 кВ мощностью 250 МВА, а также выполнены заходы ВЛ 220 кВ Серовская ГРЭС – Краснотурьинск на Серовскую ГРЭС;

для обеспечения выдачи мощности строящегося блока ПГУ-420 на Верхнетагильской ГРЭС введен в работу автотрансформатор связи 220/110 кВ мощностью 250 МВА;

для технологического присоединения новых производственных мощностей ООО «ПроЛайм» в пос. Михайловский завод Нижнесергинского района Свердловской области введена ПС 110 кВ Звездная с установкой двух трансформаторов мощностью 2х10 МВА;

для технологического присоединения новых производственных мощностей ООО «Газпромцентрремонт» введена ПС 110 кВ Актай с установкой двух трансформаторов мощностью 2х2,5 МВА.

В начале 2016 года для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима в сети 35 кВ выполнен перевод ПС 35 кВ Верхняя Сысерть на напряжение 110 кВ с установкой трансформатора мощностью 16 МВА.

## Глава 5. Основные внешние связи энергосистемы Свердловской области

Свердловская энергосистема входит в объединенную энергосистему Урала и граничит с Пермской, Челябинской, Курганской, Тюменской, Башкирской энергосистемами. Внешние связи с соседними энергосистемами представлены в таблице 3.

Таблица 3

### Внешние связи энергосистемы Свердловской области

Наименование энергосистемы	Диспетчерское наименование линии электропередачи
1	2
Энергосистема Курганской области	ВЛ 220 кВ Высокая – Каменская
	ВЛ 110 кВ Каменская – В. Ключи с отпами на ПС ЖБК
	ВЛ 110 кВ Колчадан – Чуга-Т
Энергосистема Республики Башкортостан	ВЛ 35 кВ Сажино – Усть-Итимская
Энергосистема Тюменской области	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень № 1 и № 2
	ВЛ 220 кВ Тавда – Тюмень
	ВЛ 110 кВ Велижаны – Увал с заходом на ПС Чугунаево

1	2
	ВЛ 110 кВ МДФ – Тавда с отпайками ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда 2 с отпайками ВЛ 110 кВ Молчаново – Устье с отпайками ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак ВЛ 110 кВ Перевалово – Верховино ВЛ 110 кВ Картопля – Атымья № 1 и № 2 с отпайками
Энергосистема Челябинской области	ВЛ 500 кВ Исеть – Козырево ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол ВЛ 220 кВ БАЭС – Мраморная ВЛ 220 кВ Кунашак – Каменская ВЛ 110 кВ Нижняя Т – 19 км ВЛ 110 кВ Уфалей – Малахит I, II цепь с отпайкой на ПС Ново-Ивановская ВЛ 35 кВ Рыбино – Ларино
Энергосистема Пермского края	ВЛ 500 кВ Тагил – Калино ВЛ 500 кВ Воткинская ГЭС – Емелино ВЛ 500 кВ Северная – БАЗ ВЛ 220 кВ Цемент – Качканар ВЛ 220 кВ Красноуфимская – Ирень ВЛ 220 кВ Ирень – Партизанская ВЛ 110 кВ Красноуфимская – Романовка I, II цепь ВЛ 110 кВ Качканар – Промысла с отпайками ВЛ 110 кВ Вогулка – Глухарь с заходом на ПС Шамары ВЛ 110 кВ Европейская – Чекмень

## Глава 6. Средства компенсации реактивной мощности

В целях регулирования напряжения в сети 110–220–500 кВ энергосистемы Свердловской области на энергообъектах установлены и используются следующие виды устройств: шунтирующие реакторы, синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов. Суммарная установленная мощность средств компенсации реактивной мощности на 01 января 2016 года составила 1149 МВар.

Перечень средств компенсации реактивной мощности и их характеристики приведены в приложении № 3.

## Глава 7. Динамика потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Свердловской области

Период с 2011 до начала 2016 года характеризуется разнонаправленной динамикой спроса на электроэнергию и электрическую мощность в Свердловской энергосистеме, а именно снижением спроса в связи с экономическим кризисом в 2009 году, частичным его возвратом в 2010–2012 годах и снижением в 2013–2015 годах в связи с экономической нестабильностью и вводом ряда санкций со стороны Европейских стран и Соединенных Штатов Америки. Посткризисный восстановительный рост 2010–2012 годов вывел экономику страны и области на новый этап развития, когда действие большинства факторов, определявших

докризисный и послекризисный рост, оказалось в значительной степени исчерпанным. Это привело к замедлению темпов роста в 2013 году. Существенно возросли структурные ограничения для роста, связанные с неразвитостью инфраструктуры, устаревающим оборудованием, неблагоприятной демографией, а также возрастающим дефицитом квалифицированных кадров. В значительной степени на снижение спроса на электроэнергию и мощность оказало влияние снижение производства первичного алюминия в 2013 и 2014 годах в филиале ОАО «СУАЛ» – «БАЗ СУАЛ» и филиале ОАО «СУАЛ» – «УАЗ СУАЛ».

По сравнению с 2014 годом в 2015 году электропотребление по энергосистеме Свердловской области снизилось на 878 млн. кВт.ч, или на 2 процента, максимум электрической нагрузки снизился на 306 МВт, или на 4,6 процента. В большей степени данное снижение определено снижением объемов производства в металлургии.

Динамика потребления электроэнергии Свердловской энергосистемы за 2011–2015 годы представлена в таблице 4. Графики изменения электропотребления показаны на рисунках 5 и 6.

Таблица 4

#### Динамика потребления электроэнергии Свердловской области

Наименование показателя	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
Электропотребление, млн. кВт.ч	46188,2	46866,8	44770,3	43819,3	42940,6
Абсолютный прирост электропотребления (по отношению к предшествующему году), млн. кВт.ч	1474,3	678,6	-2096,5	-951,0	-878,7
Темпы прироста электропотребления (по отношению к предшествующему году), процентов	3,3	1,5	-4,5	-2,1	-2,0

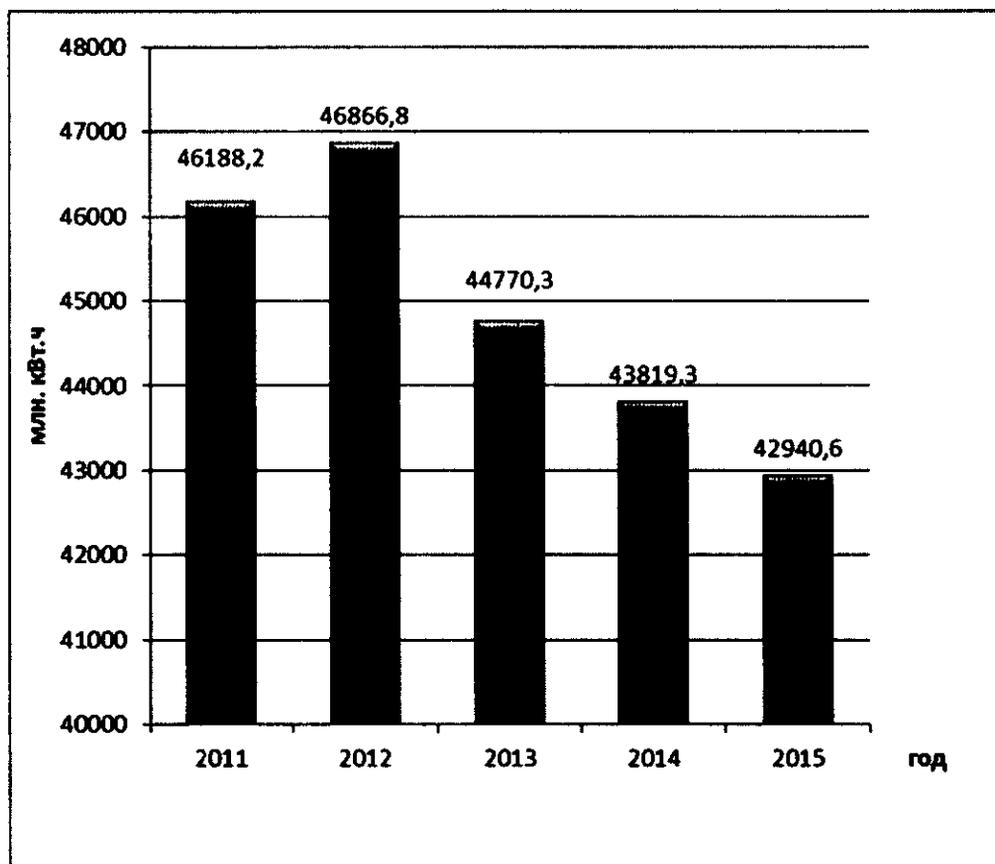


Рис. 5. Динамика потребления электроэнергии Свердловской области (млн. кВт.ч)

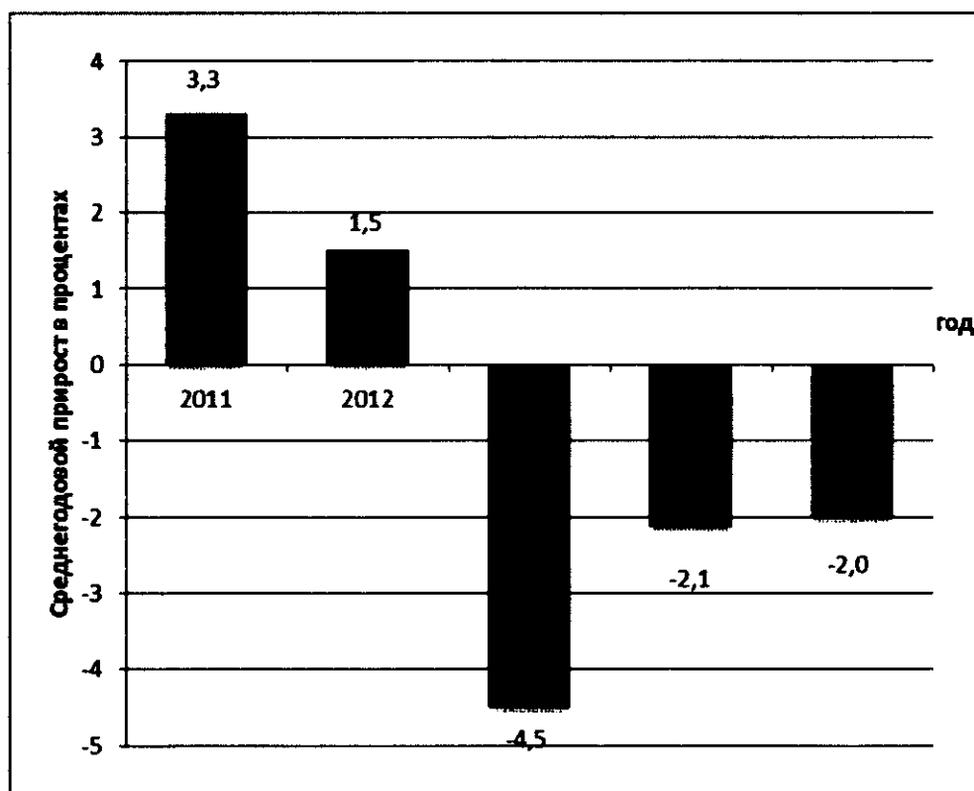


Рис. 6. Динамика потребления электроэнергии Свердловской области в процентах (по отношению к предыдущему году)

Динамика изменения собственного максимума нагрузки Свердловской энергосистемы за 2011–2015 годы представлена в таблице 5. График изменения максимума нагрузки показан на рисунке 7. График изменения максимума нагрузки в процентах по отношению к предыдущему году приведен на рисунке 8.

Таблица 5

### Динамика изменения максимума нагрузки Свердловской энергосистемы

Наименование показателя	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
Собственный максимум нагрузки, МВт	6748	6960	6733	6629	6323
Абсолютный прирост максимума нагрузки (по отношению к предшествующему году), МВт	107	212	-227	-104	-306
Темпы прироста (по отношению к предшествующему году), процентов	1,61	3,14	-3,26	-1,54	-4,62

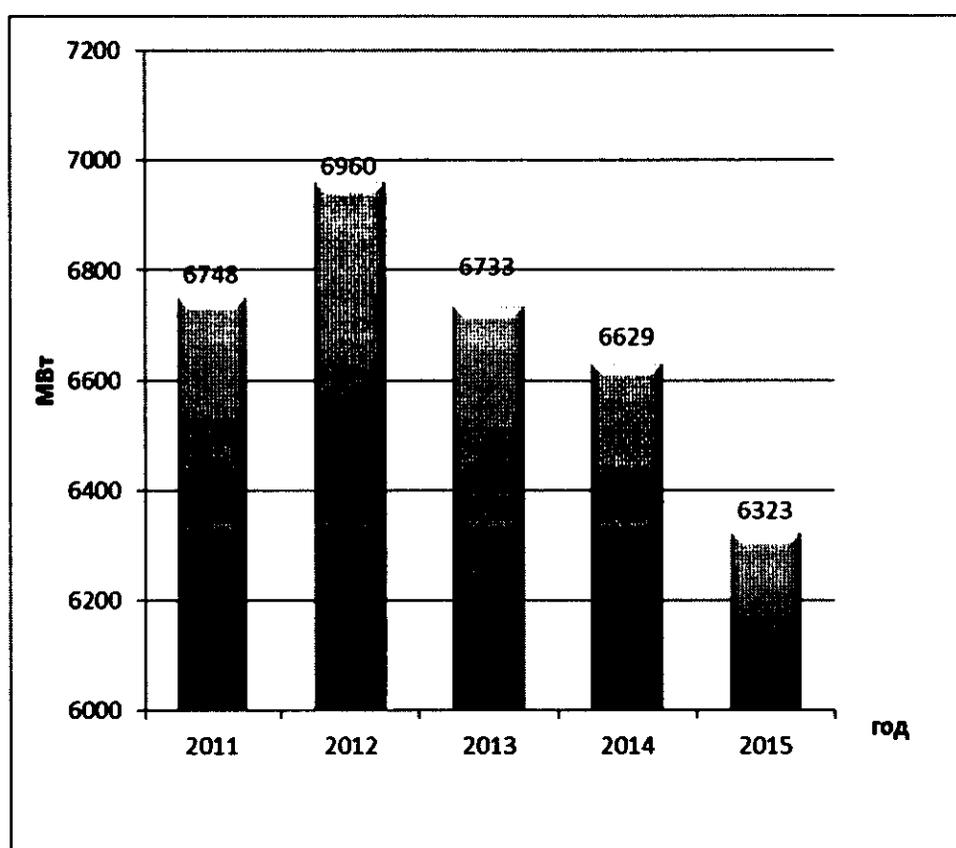


Рис. 7. Годовые максимумы нагрузки энергосистемы Свердловской области (МВт)

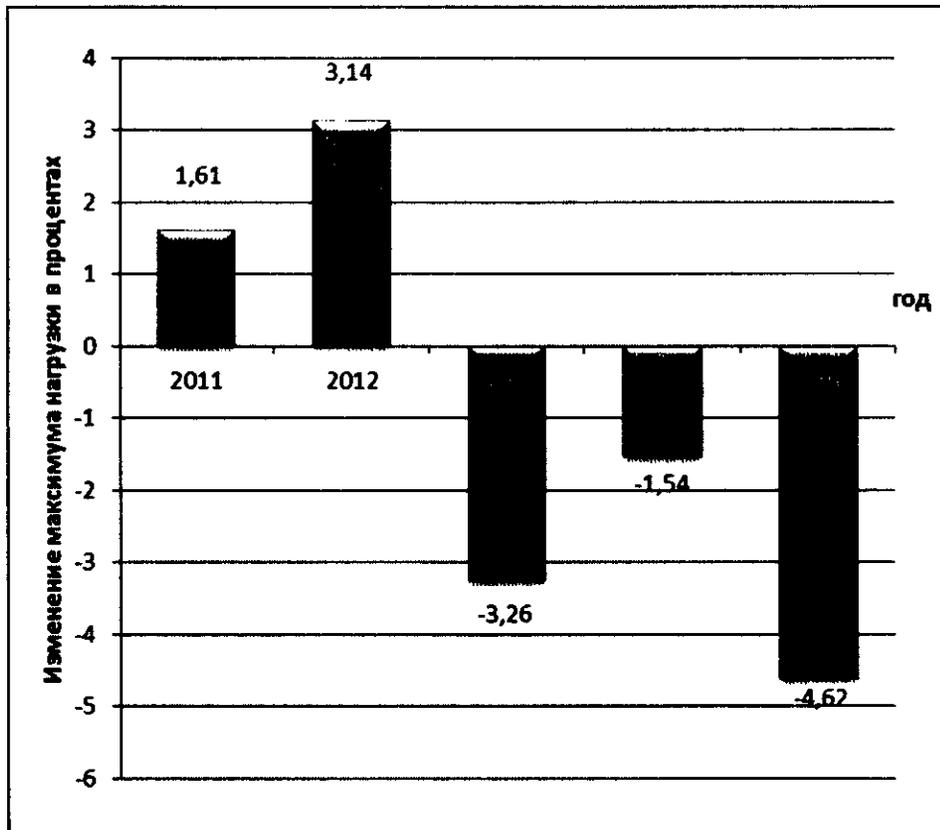


Рис. 8. График изменения максимума нагрузки мощности в процентах (по отношению к предыдущему году)

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

В структуре электропотребления Свердловской области преобладают промышленные потребители. Наибольшую долю в электропотреблении составляют: потребители черной и цветной металлургии – 27,8 процента; население – 10,7 процента; собственные нужды электростанций (энергетика) – 8 процентов; добывающая промышленность – 5 процентов.

Структура электропотребления показана на рисунке 9.

Динамика электропотребления Свердловской энергосистемы в 2008–2015 годах в разрезе энергорайонов, групп потребителей и крупных потребителей приведена в приложении № 4.

Перечень наиболее крупных потребителей с разбивкой по отраслям приведен в приложении № 5.

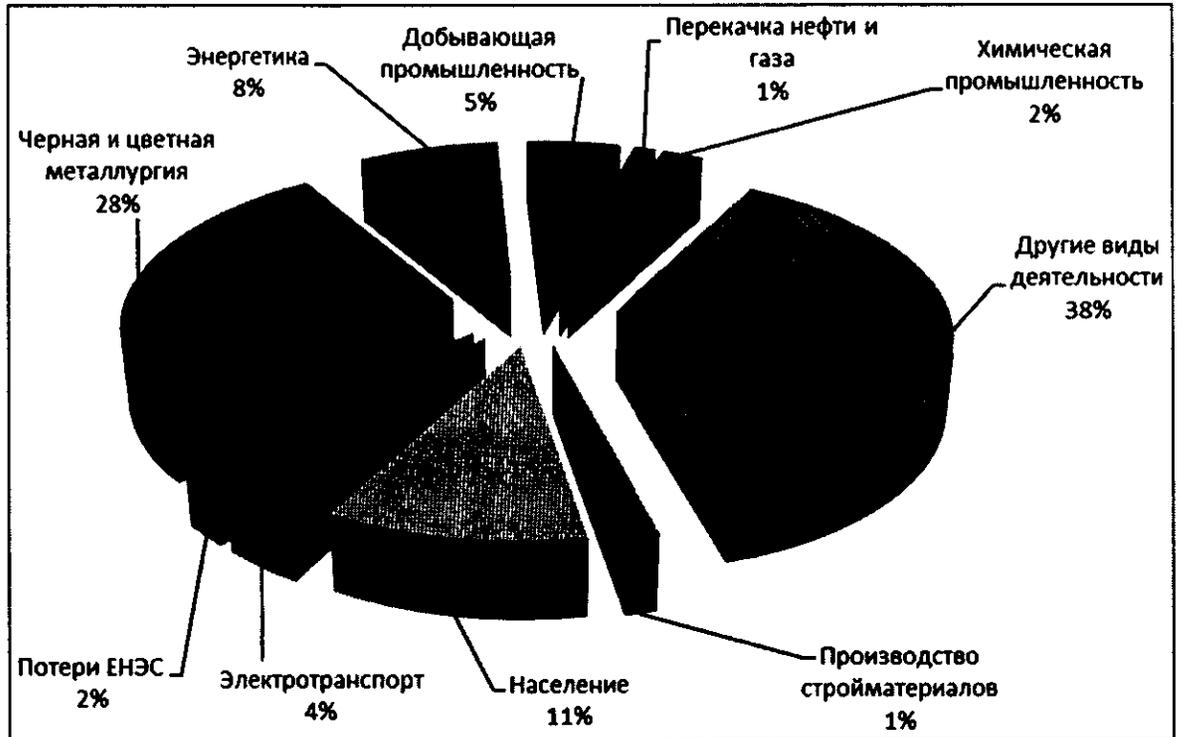


Рис. 9. Структура электропотребления Свердловской области

## Глава 9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Производство электроэнергии в энергосистеме Свердловской области в 2015 году составило 46,88 млрд. кВт.ч, что выше уровня 2014 года на 0,62 млрд. кВт.ч. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности представлена в таблице 6 и на рисунке 10.

Таблица 6

### Структура выработки электроэнергии в 2011–2015 годах

Год	Производство электроэнергии, 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)
2011	52013,4	4249,9	8,17	47746,2	91,80	17,3	0,03
2012	53464,1	4256,9	7,96	49187,0	92,00	20,2	0,04
2013	49167,9	4120,3	8,38	45027,7	91,58	19,9	0,04
2014	46263,9	4523,6	9,78	41720,8	90,18	19,5	0,04
2015	46884,6	4577,8	9,76	42276,1	90,17	30,7	0,07

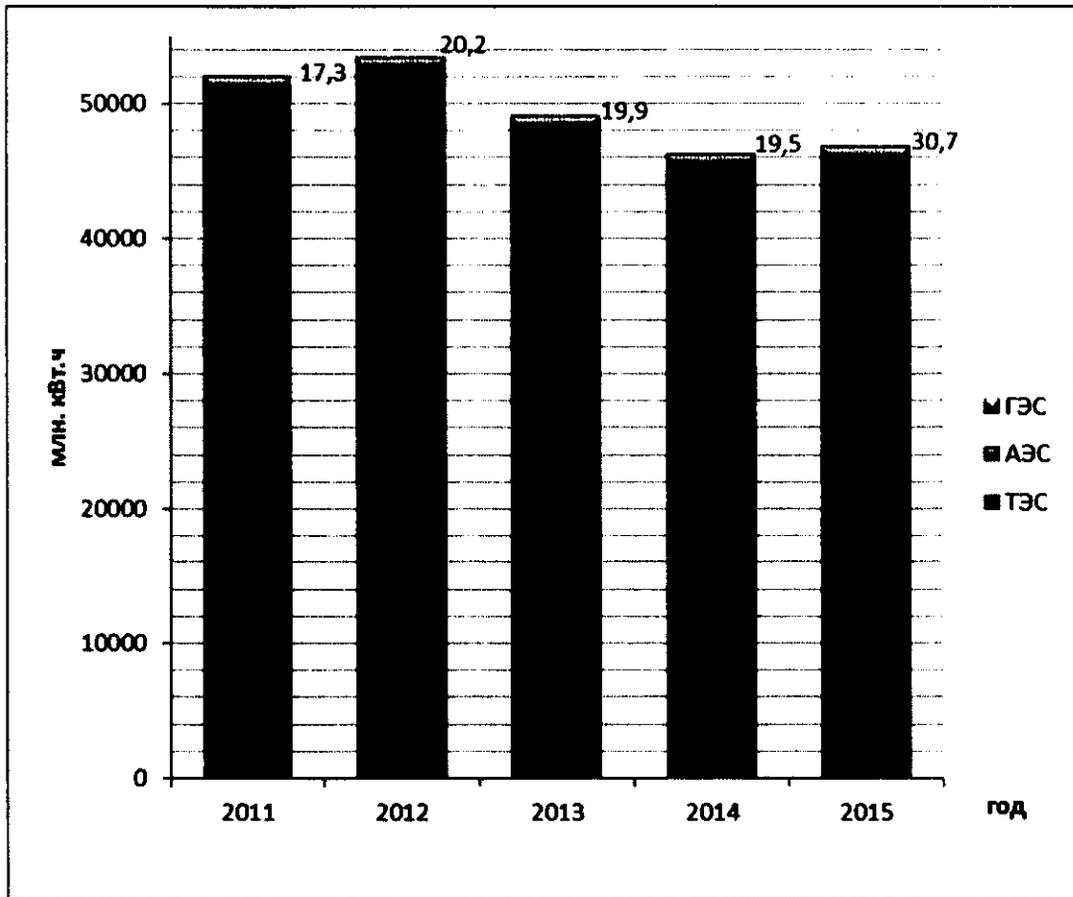


Рис. 10. Структура выработки электроэнергии в 2011–2015 годах

## Глава 10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за 2011–2015 годы

В период с 2011 по 2015 год Свердловская энергосистема была избыточной как по мощности, так и по электроэнергии. Характеристики балансов электроэнергии и мощности за 2011–2015 годы приведены в таблицах 7 и 8 соответственно.

Таблица 7

### Баланс электроэнергии Свердловской энергосистемы

Наименование показателя	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
Электропотребление, млн. кВт.ч	46188,2	46866,8	44770,3	43819,3	42940,6
Производство, млн. кВт.ч	52013,4	53464,1	49167,9	46263,9	46884,6
Избыток (-)/дефицит (+), млн. кВт.ч	-5825,2	-6597,3	-4397,6	-2444,6	-3944,0

**Баланс мощности Свердловской энергосистемы**

Наименование показателя	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
Собственный максимум потребления, МВт	6748	6960	6733	6629	6323
Генерация, МВт	7396	8090	7331	6862	6387
Избыток (-)/дефицит (+), МВт	-648	-1130	-598	-233	-64

Сальдо перетоков электроэнергии и мощности энергосистемы Свердловской области за 2011–2015 годы приведены на рисунках 11 и 12.

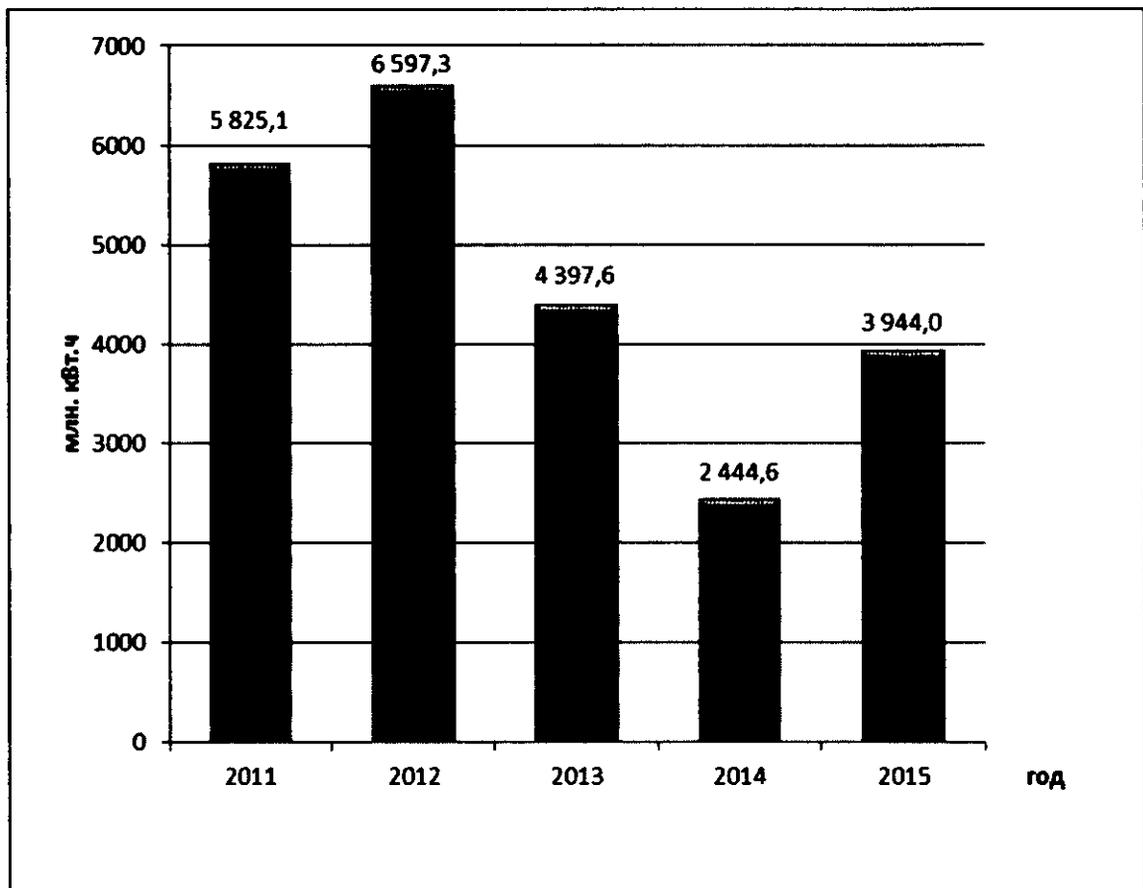


Рис. 11. Избыток сальдо перетоков электроэнергии за 2011–2015 годы

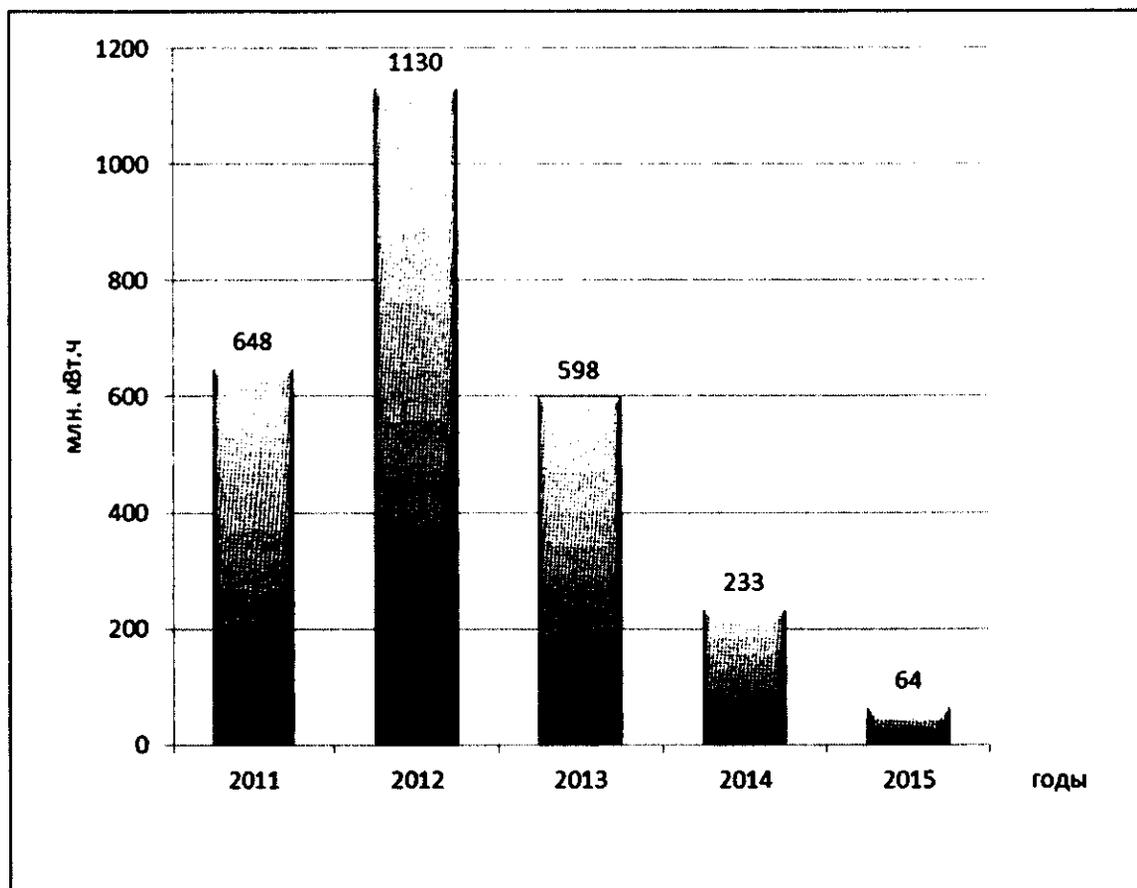


Рис. 12. Избыток сальдо перетоков на час максимума нагрузки Свердловской энергосистемы за 2011–2015 годы

### Глава 11. Установленная тепловая мощность электростанций

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

Таблица 9

#### Установленная тепловая мощность энергообъектов, находящихся на территории Свердловской области, по состоянию на 01 марта 2015 года

№ строки	Наименование энергообъекта	Тепловая мощность (Гкал/ч)	Основное топливо	Резервное топливо
1	2	3	4	5
1.	АО «Концерн Росэнергоатом»	150		
2.	Белоярская АЭС	150	ядерное	-
3.	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	480		
4.	Верхнетагильская ГРЭС	480	уголь, природный газ	природный газ, мазут
5.	ПАО «ОГК-2»	110		
6.	Серовская ГРЭС	110	уголь, природный газ	природный газ
7.	ПАО «Энел Россия»	1677		
8.	Рефтинская ГРЭС	350	уголь	

1	2	3	4	5
9.	Среднеуральская ГРЭС	1327	природный газ	мазут
10.	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	4723		
11.	Ново-Свердловская ТЭЦ	890	природный газ	мазут
12.	Нижнетуринская ГРЭС	430	уголь	природный газ
13.	Свердловская ТЭЦ	1430	природный газ	мазут
14.	Первоуральская ТЭЦ	967	природный газ	мазут
15.	Верхотурская ГЭС	0	вода	
16.	Филиал ОАО «СУАЛ» – «БАЗ СУАЛ»	995		
17.	Богословская ТЭЦ	995	свердловский уголь с «подсветкой» газом	природный газ
18.	Филиал ОАО «СУАЛ» – «УАЗ СУАЛ»	1006		
19.	Красногорская ТЭЦ	1006	уголь	природный газ
20.	АО «ГТ Энерго»			
21.	ГТ ТЭЦ, город Реж	нет данных	природный газ	
22.	ГТ ТЭЦ, город Екатеринбург	нет данных	природный газ	
23.	ОАО «Синарская ТЭЦ»			
24.	Синарская ТЭЦ	нет данных	нет данных	нет данных
25.	ОАО МК «Уралметпром», ООО «ТГ-1», ООО «ТГ-2»	509		
26.	ТЭЦ ВИЗа	509	природный газ	мазут
27.	ПАО «Уральский завод РТИ»			
28.	ТЭЦ РТИ	нет данных	нет данных	нет данных
29.	АО «Екатеринбургская теплоснабжающая компания»	677		
30.	ТЭЦ ТМЗ	465	природный газ	мазут
31.	ТЭЦ 19	212	природный газ	мазут
32.	Станции промышленных предприятий			
33.	ОАО «ЕВРАЗ КГОК»	352		
34.	Качканарская ТЭЦ	352	природный газ	мазут
35.	ОАО «ЕВРАЗ НТМК»	1115		
36.	ТЭЦ НТМК	1115	природный газ	доменный кокосовый газ
37.	АО «НПК «Уралвагонзавод»	528		
38.	ТЭЦ УВЗ	528	природный газ	мазут
39.	ПАО «Надеждинский металлургический завод»			
40.	ЦЭС ПАО «Надеждинский металлургический завод»	нет данных	нет данных	нет данных

## Глава 12. Структура топливного баланса электростанций и котельных

Достигнутый уровень производства электроэнергии на электростанциях Свердловской области – 46,88 млрд. кВт.ч (в том числе 4,6 млрд. кВт.ч на АЭС). Кроме того, на электростанциях вырабатывается более 56 процентов тепловой

энергии, производимой в области (36 млн. Гкал). Объем производства тепла котельными составляет 28 млн. Гкал (потребление топлива: 3,9 млн. т.у.т. газа, 325,4 тыс. т.у.т. угля и 358,8 тыс. т.у.т. продуктов переработки нефти).

Достигнутый объем потребления органического топлива в Свердловской области составляет 48 млн. т.у.т., в том числе электростанциями области потребляется свыше 22,5 млн. т.у.т., топливный эквивалент энергоресурсов АЭС – 1,6 млн. т.у.т., то есть 6 процентов в топливном балансе электростанций Свердловской области. На производство электроэнергии расходуется 14,9 млн. т.у.т. органического топлива.

Структура органического топлива, используемого при выработке электроэнергии тепловыми электростанциями Свердловской области, составляет: газ – 47 процентов, уголь – 52 процента, мазут – 1 процент.

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

Общая структура топливного баланса электростанций Свердловской области с учетом топливного коэффициента АЭС составляет: газ – 52,8 процента, уголь – 40,4 процента, ядерное топливо – 4,5 процента, прочее – 2,3 процента.

Наименее экономичными электростанциями на территории Свердловской области являются:

Красногорская ТЭЦ – 597,6 г.у.т. на кВт.ч, 167,0 кг.у.т. на Гкал;

Богословская ТЭЦ – 576,2 г.у.т. на кВт.ч, 159,7 кг.у.т. на Гкал.

Наиболее экономичным является новый блок на СУГРЭС – 220 г.у.т. на кВт.ч.

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

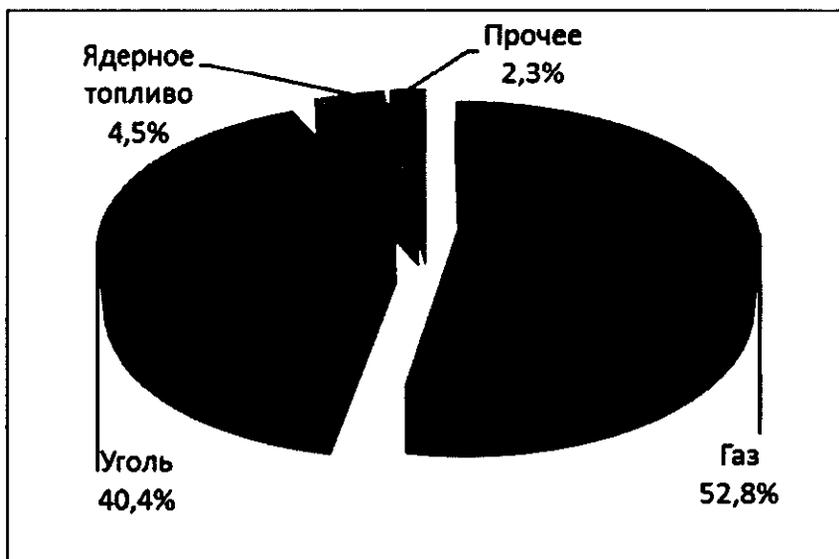


Рис. 13. Структура топливного баланса электроэнергетического комплекса Свердловской области

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

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

Достигнутый уровень производства составляет 62,8 млн. Гкал/год, из них 56 процентов покрывается от электростанций ОГК и ТГК, то есть с использованием когенерации. Кроме того, в покрытии тепловых нагрузок участвуют около 3 тысяч котельных и станций промышленных предприятий.

Структура отпуска тепловой энергии.

Екатеринбургская промышленно-жилая агломерация (города Екатеринбург, Верхняя Пышма, Березовский, Среднеуральск (27 млн. Гкал/год)):

от электростанций ОГК и ТГК – 42,7 процента;

от СПП – 12,6 процента;

от котельных – 44,7 процента;

город Каменск-Уральский (8,5 млн. Гкал/год):

Красногорская ТЭЦ – 49,4 процента;

от СПП – 23,8 процента;

от котельных – 26,8 процента;

город Первоуральск (4 млн. Гкал/год):

Первоуральская ТЭЦ – 42,5 процента;

от котельных – 57,5 процента;

город Краснотурьинск (5,5 млн. Гкал/год):

Богословская ТЭЦ – 94,5 процента;

от котельных – 5,5 процента;

город Серов (2 млн. Гкал/год):

Серовская ГРЭС – 15,7 процента;

от СПП – 26 процентов;

от котельных – 58,3 процента;

город Нижний Тагил (8 млн. Гкал/год):

ТЭЦ НТМК – 39 процентов;

ТЭЦ УВЗ – 45,5 процента;

от котельных – 15,5 процента.

Необходимо отметить, что в Свердловской области наблюдается рост числа котельных, в том числе крышных котельных, в зонах действия централизованного теплоснабжения, в связи с чем снижается доля комбинированной выработки тепла от электростанций, ухудшаются их технико-экономические показатели, увеличивается тарифная нагрузка на оставшихся потребителей, в том числе бюджетных потребителей и населения, ухудшается экологическая обстановка в

городах. Кроме этого, для крышных котельных невозможно создать запас резервного топлива из-за требований безопасности при хранении топлива.

#### **Глава 14. Перечень основных потребителей тепловой энергии**

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

Наиболее крупными промышленными потребителями тепловой энергии являются Нижнетагильский металлургический комбинат (ОАО «ЕВРАЗ НТМК»), ООО «ВИЗ-сталь», ПАО «Надеждинский металлургический завод», Качканарский ГОК, Первоуральский новотрубный завод, Уралмашзавод, филиал ОАО «СУАЛ» – «БАЗ СУАЛ» и филиал ОАО «СУАЛ» – «УАЗ СУАЛ».

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

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

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:

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

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

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

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

различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения;

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;

строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;

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

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

строительство и реконструкция насосных станций.

### **Муниципальное образование «город Екатеринбург»**

В соответствии с муниципальным контрактом от 18.10.2010 № Э/27-10 между Администрацией муниципального образования «город Екатеринбург» и ОАО «ВНИПИэнергопром» и договором от 22.07.2011 № 32/2011 на разработку мероприятий по регулировке и проведению регулировки тепловых сетей города Екатеринбурга между ООО «СТК» и ОАО «ВНИПИэнергопром» была разработана схема теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург».

По результатам анализа существующих режимов работы системы города Екатеринбурга выявлено, что основной проблемой является массовая разрегулировка и отсутствие наладочных устройств на тепловых вводах потребителей. Данная проблема привела к разбалансировке всей системы, характеризующейся завышенным расходом сетевой воды в системе, завышенной температурой в обратной линии, критически высокими давлениями в обратных трубопроводах в районах с зависимыми схемами подключения потребителей.

Учитывая данные особенности и проблемы существующей системы теплоснабжения города Екатеринбурга, ОАО «ВНИПИэнергопром» были разработаны варианты развития системы теплоснабжения на перспективу до 2030 года.

### **Муниципальное образование город Алапаевск**

Схема теплоснабжения разработана ООО «ТЕГУР» в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Схема теплоснабжения содержит описание существующего положения в сфере теплоснабжения муниципального образования город Алапаевск и включает в себя мероприятия по развитию системы теплоснабжения и обоснованию ее эффективного и безопасного функционирования.

Схема теплоснабжения разработана с учетом документов территориального планирования муниципального образования город Алапаевск, программ развития сетей инженерно-технического обеспечения, программы социально-экономического развития, а также с учетом генеральных планов поселений муниципального образования город Алапаевск.

В схеме теплоснабжения рассмотрены два варианта реконструкции системы централизованного теплоснабжения муниципального образования город Алапаевск, при которых производится перевод на газ угольных котельных, децентрализация системы теплоснабжения от котельной Станкозавода, а также в соответствии с распоряжением Правительства Свердловской области от 14.06.2012 № 1176-РП «О переводе малоэтажного жилищного фонда в Свердловской области, подключенного к системам централизованного отопления, на индивидуальное газовое отопление на период 2012–2016 годов» часть малоэтажного жилого сектора переводится на индивидуальное отопление.

Теплоснабжение на территории муниципального образования город Алапаевск осуществляется от отопительных и промышленных котельных, выполняющих локальное и централизованное теплоснабжение и использующих для получения тепловой энергии природный газ, уголь, электроэнергию, дрова, а также от индивидуальных котлов, использующих в качестве топлива преимущественно дрова.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловых нагрузок в сетевой воде в зонах действия существующих источников тепла с учетом ввода новых объектов приведены в таблице 10.

**Перспективные балансы тепловой мощности и тепловых нагрузок в сетевой воде в зонах действия существующих источников тепла с учетом ввода новых объектов**

№ п/п	Наименование объекта	Располагаемая тепловая мощность источника (Гкал/ч)	Максимально-часовая приведенная к расчетным условиям тепловая нагрузка в сетевой воде, с учетом потерь в тепловых сетях с разбивкой по годам (Гкал/ч)									Резерв тепловой мощности источника	
			2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2020 год	2025 год	2028 год	(Гкал/ч)	(процентов)
	г. Алапаевск												
1.	Котельная ООО «АМЗ»	60,00	40,75	40,75	40,88	41,48	41,48	41,48	41,48	41,48	41,48	18,52	31
2.	Котельная «Сангородок»	5,20	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	1,20	23
3.	Котельная № 6	3,44	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,65	48
4.	Котельная (ул. Горняков)	1,40	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,87	62
5.	Котельная «АПНИ»	3,80	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	1,54	41
6.	Котельная РЖД	0,30	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,14	47
7.	Котельная МУ «АСС»	1,50	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,96	64
8.	Котельная ДРСУ	3,00	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	2,25	75
9.	Котельная МДОУ № 18	2,10	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	1,72	82
10.	Котельная «ЦГБ»	4,00	1,80	1,80	1,80	1,80	2,69	3,37	4,53	6,19	7,85	-3,85	-96
11.	Котельная ООО «ЭнергоСервис»	65,90	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	25,96	39,94	61
12.	Котельная «Станкозавод»	73,00	22,37	22,37	22,37	22,37	22,37	26,97	27,61	31,26	34,44	38,56	53
13.	Котельная (ул. Перминова, 51)	0,60	0,53	0,53	0,53	0,53	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	-0,50	-83
14.	Котельная «ПЛК»	34,60	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	32,03	93
15.	Котельная (ул. Лермонтова, 2а)	1,50	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	1,38	92
16.	Котельная (ул. Герцена, пос. Зыряновский)	0,10	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,02	20
17.	Котельная Новостройки	1,60	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,79	49
18.	Котельная (ул. Октябрьская, пос. Асбестовский)	3,10	1,52	1,52	1,52	1,52	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,57	51
19.	Котельная «Центральная» (пос. Нейво-Шайтанка)	8,30	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	2,96	3,00	3,00	5,30	64
20.	Котельная «Школьная»	1,10	0,60	0,82	0,82	0,82	0,82	1,08	1,08	1,16	1,16	-0,06	-5
21.	Котельная «Клубная»	1,70	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	1,07	63
22.	Котельная «Центральная»	1,50	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	1,10	73
23.	Котельная «ГРП» (пос. Западный)	1,40	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,96	69
24.	Котельная (пос. Западный)	3,60	2,87	2,87	2,87	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	0,53	15
	<b>Итого</b>	<b>282,74</b>	<b>114,81</b>	<b>115,03</b>	<b>115,17</b>	<b>115,96</b>	<b>117,43</b>	<b>122,97</b>	<b>124,77</b>	<b>130,20</b>	<b>135,04</b>	<b>147,69</b>	<b>48</b>

**Березовский городской округ**

Схема теплоснабжения разработана ООО «Центр повышения энергетической эффективности» в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Тепловую энергию на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителям Березовского городского округа отпускают ООО «СТК», ООО «БТС», ООО «ТВиК», ООО «Аллион», ООО «Лосиное ЖКХ», ООО «ПИК», ООО УК «Дом-сервис», ООО «Энергоресурс», ООО «Логос-Плюс», ЗАО УК «ГорСвет», ООО «ТГК Энерго», ООО «Березовский рудник».

Отпуск тепловой энергии производится от 22 источников тепловой энергии, расположенных на территории Березовского городского округа. От Ново-Свердловской ТЭЦ обеспечивается тепловой энергией также центральная часть города Березовского:

ООО «БТС», г. Березовский, пос. Новоберезовский, котельная «Новоберезовский поселок», ул. Чапаева, д. 39/42;

ООО «БТС», г. Березовский, котельная «Южная», ул. Уральская, д. 71В;

ООО «БТС», г. Березовский, пос. Шиловка, котельная «Шиловка», ул. Проезжая, д. 1;

ООО «БТС», г. Березовский, пос. Овощное отделение, котельная «Овощное», д. 5;

ООО «БТС», г. Березовский, пос. Старопышминск, котельная «Еловая», ул. Еловая, д. 6;

ООО «БТС», г. Березовский, пос. Старопышминск, котельная «Металлистов, 2а»;

ООО «БТС», г. Березовский, пос. Старопышминск, котельная «Металлистов, 10»;

ООО «ТВиК», г. Березовский, пос. Монетный, котельная «Центральная», Западная промзона, д. 19;

ООО «ТВиК», г. Березовский, пос. Монетный, котельная «Березовская, 2», ул. Березовская, д. 2;

ООО «ТВиК», г. Березовский, пос. Молодежный, котельная «пос. Молодежный», ул. Механизаторов, д. 3;

ООО «Аллион», г. Березовский, пос. Островное, котельная «пос. Островное»;

ООО «Лосиное ЖКХ», г. Березовский, пос. Солнечный, котельная «пос. Солнечный»;

ООО «ПИК», г. Березовский, пос. Ключевск, котельная № 2, ул. Советская, д. 99;

ООО УК «Дом-сервис», г. Березовский, пос. Кедровка, территория военной части № 92922, котельная «пос. Кедровка»;

ООО «Энергоресурс», г. Березовский, пос. Сарапулка, котельная «Сарапулка № 1», ул. Совхозная;

ООО «Энергоресурс», г. Березовский, пос. Сарапулка, котельная «Сарапулка № 2», ул. Калинина;

ООО «Логос-Плюс», г. Березовский, пос. Старопышминск, котельная «Леонтьева, 11», ул. Леонтьева, д. 11а;

ООО «Энергоресурс», г. Березовский, пос. Лосиный, котельная «пос. Лосиный», ул. Центральная;

ООО «Энергоресурс», г. Березовский, пос. Первомайский, котельная «Транспортников, 41», ул. Транспортников, д. 41;

ЗАО УК «ГорСвет», г. Березовский, пос. Ключевск, котельная «пос. Ключевск», ул. Больничная, д. 28а;

ООО «ТГК Энерго», г. Березовский, пос. Монетный, котельная «пос. Монетный», ул. Лермонтова, д. 41;

ООО «Березовский рудник», г. Березовский, пос. Ленинский, д. 24, котельная «Северная».

На сегодняшний день общая протяженность тепловых сетей Березовского городского округа составляет 99,935 километра.

На территории Березовского городского округа действует котельная «Северная» ООО «Березовский рудник», осуществляющая теплоснабжение соответствующих предприятий и организаций, а также объектов общественного и жилищного фонда.

### **Верхнесалдинский городской округ**

Схема теплоснабжения разработана в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

В Верхнесалдинском городском округе преобладает централизованное теплоснабжение от муниципальных и ведомственных котельных. От котельных, находящихся в ведении МУП «Городское УЖКХ», обеспечивается около 67 процентов суммарной договорной нагрузки потребителей города Верхняя Салда, от крупных котельных теплопроизводительностью более 100 Гкал/ч – около 93 процентов.

Всего на территории Верхнесалдинского городского округа для теплоснабжения населения, объектов социального назначения работают 12 котельных; для обеспечения собственных нужд объектов водоснабжения и водоотведения – 2 локальные котельные, установленные на данных объектах; для отопления объектов социального назначения – 3 автономные котельные.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города Верхняя Салда представляет разделенное между двумя юридическими лицами производство тепловой энергии. Особенностью организации централизованного

теплоснабжения является то, что процесс транспорта тепловой энергии от источников до потребителя осуществляется одним юридическим лицом.

Базовыми источниками теплоснабжения являются источники с выработкой теплоты в виде горячей воды.

Эксплуатацию магистральных тепловых сетей, ЦТП, внутриквартальных тепловых сетей и ИТП осуществляет МУП «Городское УЖКХ». Также МУП «Городское УЖКХ» осуществляет ведение тепловых и гидравлических режимов отпуска теплоты в тепловые сети по установленным законам регулирования отпуска теплоты. Такая эксплуатационная структура сложилась из-за требований технологических законов управления.

Системы централизованного теплоснабжения Верхнесалдинского городского округа имеют развитую сеть трубопроводов. Сложности в обеспечении гидравлического режима ряда потребителей города возникают вследствие большой разности геодезических отметок, а также протяженности (радиуса действия) тепловых сетей, достигающей более 6 км.

Сложный рельеф местности и протяженность тепломагистралей предопределили необходимость строительства подкачивающих станций на магистральных тепловых сетях с целью увеличения пропускной способности тепловых сетей и располагаемых напоров.

Схема горячего водоснабжения по системе централизованного теплоснабжения – закрытая.

### **Городской округ Заречный**

Схема теплоснабжения разработана государственным бюджетным учреждением Свердловской области «Институт энергосбережения» в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

На территории города Заречного процесс теплоснабжения и горячего водоснабжения обеспечивается тремя организациями, две из которых являются производителями тепловой энергии и ГВС:

филиал концерна «Росэнергоатом» «Белоярская атомная электростанция» работает в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, а также ГВС (тепло отборов турбин энергоблока № 3, пар котельной промышленной площадки). Все эксплуатируемое оборудование находится в федеральной собственности и обеспечивает (по году) нагрузки потребителей города Заречного: в тепловой энергии – около 75 процентов, в горячей воде на нужды ГВС – около 60 процентов;

Зареченское муниципальное унитарное предприятие «ЖКХ сельской территории», в ведении которого находится городская котельная (паровые и водогрейные котлы). Эксплуатируемое имущество находится в муниципальной

собственности. Обеспечивает нагрузки потребителей города Заречного: в тепловой энергии – около 25 процентов, в горячей воде на нужды ГВС – около 40 процентов.

Теплосетевая организация ООО «Теплопередача» обеспечивает транспорт тепловой энергии до потребителей по тепловым сетям города Заречного.

Режим работы системы централизованного теплоснабжения города Заречного построен по централизованному принципу и работает по температурному графику 130/70. Системы отопления жилых домов и социальных объектов подключены к тепловым сетям в узлах ввода по зависимой схеме и в основном рассчитаны на температурный график 95/70.

Регулирование режимов теплопотребления осуществляется путем установки дроссельных устройств (дроссельные шайбы и сопла элеваторов) в узлах ввода теплопотребителей отдельно по каждому виду нагрузки, а также установкой регуляторов температуры ГВС. Системы отопления промышленных предприятий подключены по зависимой схеме как через элеваторы, так и по безэлеваторной схеме. Горячее водоснабжение осуществляется по открытой схеме.

Основными параметрами, определяющими режим работы местных систем теплопотребления, являются располагаемый напор на вводе и гидравлическое сопротивление местной системы теплопотребления. Значения заданных расчетных располагаемых напоров у потребителей обеспечиваются поддержанием заданного расчетного располагаемого напора на выводах с теплофикационных установок и обеспечением непревышения фактических гидравлических сопротивлений трубопроводов тепловых сетей над их расчетными значениями путем повсеместной установки дроссельных устройств.

### **Каменский городской округ**

Схема теплоснабжения разработана ООО экспертный центр «Энергобаланс» в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Теплоснабжение абонентов осуществляется от централизованных источников тепловой энергии (жилищный фонд и объекты социального, культурного и бытового назначения).

Теплоснабжение пос. Мартюш осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение д. Брод осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение с. Рыбниковское осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение пос. Степной осуществляется от одной угольной котельной.

Теплоснабжение с. Клевакинское осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение с. Сосновское осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение с. Маминское осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение с. Покровское осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение с. Кисловское осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение пос. Новый быт осуществляется от одной угольной котельной.

Теплоснабжение с. Сипавское осуществляется от двух угольных котельных.

Теплоснабжение с. Колчедан осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение с. Травянское осуществляется от одной угольной котельной.

Теплоснабжение с. Новоисетское осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение д. Большая Белоносова осуществляется от одной угольной котельной.

Теплоснабжение д. Черемхово осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение д. Соколова осуществляется от одной газовой котельной.

Теплоснабжение с. Позариха осуществляется от теплоисточника города Каменска-Уральского.

Угольные котельные и теплосети от них обслуживаются МУП «Каменская сетевая компания», газовые котельные и теплосети от них – МУП «Теплосети». Тепловые сети с. Позариха обслуживаются МУП «Каменская сетевая компания».

В каждом из указанных населенных пунктов, за исключением с. Позариха, теплоисточник и тепловые сети находятся в ведении одного из двух МУП, которые осуществляют деятельность по выработке и передаче тепловой энергии абонентам.

В 2013 году осуществлена консолидация объектов инженерной инфраструктуры в двух МУП. До 2013 года обслуживание котельных осуществляли частные организации (ООО «Исеть», ООО «ЖКХ Сосновское», ООО «Сан-Вест»).

Анализ системы теплоснабжения Каменского городского округа выявил следующие основные недостатки и проблемы:

низкий уровень энергетической эффективности источников тепловой энергии, тепловых сетей, моральный и физический износ оборудования;

отсутствие учета тепловой энергии на теплоисточниках и у потребителей;

несанкционированный отбор теплоносителя из закрытой системы теплоснабжения;

отсутствие либо низкая эффективность систем химводоподготовки с учетом несанкционированного водоразбора и высокой жесткости воды из скважин.

### **Городской округ Среднеуральск**

Схема теплоснабжения разработана в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Теплоснабжение городского округа Среднеуральск осуществляется следующими источниками тепловой энергии:

Среднеуральская ГРЭС (СУГРЭС, филиал ПАО «Энел Россия»);  
котельная ОАО «Птицефабрика Среднеуральская»;  
котельная ООО «Опытное производство лакокрасочных материалов»;  
газовые крышные котельные и прочие индивидуальные источники теплоснабжения.

Централизованное теплоснабжение населения городского округа осуществляется только Среднеуральской ГРЭС.

Суммарные договорные присоединенные нагрузки жилищно-коммунального сектора и промышленной зоны, предоставленные администрацией городского округа Среднеуральск совместно с ОАО «Теплопрогресс», на 01 апреля 2014 года составили 69,06 Гкал/ч: 59,45 Гкал/ч – нагрузка на отопление и вентиляцию, 9,61 Гкал/ч – нагрузка ГВС.

Существующее состояние надежности теплоснабжения потребителей городского округа Среднеуральск оценивается количеством аварийных отключений и временем восстановления теплоснабжения после аварийных отключений.

По данным журналов дефектов тепловых сетей ОАО «Теплопрогресс», в городском округе Среднеуральск за 2011, 2012 и 2013 годы было зафиксировано 63, 109 и 142 случая проведения работ в связи с запланированными и незапланированными ремонтами и технологическими неисправностями соответственно. Отключения потребителей, превышающие допустимую нормативную продолжительность перерыва в снабжении теплом и горячей водой, отсутствовали.

Тепловая сеть городского округа Среднеуральск характеризуется моральным и физическим износом основных фондов трубопроводов, проложенных в годы массового строительства более 25 лет назад. На начало 2015 года износ тепловых сетей составлял порядка 80 процентов. Состояние изоляционного покрытия – неудовлетворительное. Присутствуют случаи частичного и полного отсутствия изоляции. Также тепловые сети частного сектора находятся в тяжелом состоянии ввиду наличия огромной величины несанкционированных утечек и, следовательно, потерь отпускаемой тепловой энергии, что приводит к значительным убыткам эксплуатирующей организации. Анализ аварийности тепловых сетей и существующего неудовлетворительного состояния тепловых сетей позволяет сделать вывод, что состояние системы теплоснабжения со временем ухудшается. Имеет место устойчивая динамика увеличения аварийных ситуаций в целом от 2011 к 2013 году. Увеличение количества аварийных случаев вдвое говорит о тенденции к снижению надежности системы в ближайшем будущем.

В целом систему теплоснабжения городского округа Среднеуральск можно назвать малонадежной, высокий уровень износа тепловых сетей и технического оборудования требует ряда мероприятий по модернизации и оптимизации существующего положения.

## Режевской городской округ

Схема теплоснабжения разработана государственным бюджетным учреждением Свердловской области «Институт энергосбережения» в соответствии с требованиями следующих нормативных правовых актов:

Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;  
 постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;

распоряжение Правительства Свердловской области от 14.06.2012 № 1176-РП «О переводе малоэтажного жилищного фонда в Свердловской области, подготовленного к системам централизованного отопления, на индивидуальное газовое отопление на период 2012–2016 годов»;

распоряжение Правительства Свердловской области от 28.11.2012 № 2377-РП «Об организации разработки схем теплоснабжения муниципальных образований в Свердловской области».

Существующие источники теплоснабжения на территории населенных пунктов Режевского городского округа:

- г. Реж – котельная № 1 «Гавань»;
- г. Реж – котельная № 2 «Теплоцентраль»;
- г. Реж – котельная № 3 «Быстринский»;
- г. Реж – котельная № 4 «Белочка»;
- г. Реж – котельная № 5 «Аленка»;
- г. Реж – ГТ ТЭЦ (комбинированная выработка: электроэнергия и тепло);
- г. Реж – котельная дома-интерната;
- г. Реж – котельная ст. Реж;
- с. Арамашка – «Центральная котельная»;
- д. Сохарево – встроенная котельная по ул. Новой, д. 6;
- с. Клевакинское – «Школьная котельная»;
- с. Останино – блочная газовая котельная;
- с. Черемисское – центральная котельная, школьная котельная;
- с. Октябрьское – твердотопливная котельная;
- с. Глинское – котельные № 1 и 2;
- пос. Кирпичный – твердотопливная котельная;
- ст. Стриганово – водогрейная твердотопливная (угольная) котельная;
- пос. Озерный – центральная и школьная котельные;
- с. Липовское – «Котельная с. Липовское»;
- пос. Липовка – газовая котельная.

## Глава 16. Описание системы теплоснабжения города Екатеринбурга

Система теплоснабжения города Екатеринбурга является крупнейшей в Свердловской области. Численность населения города Екатеринбурга на

01.01.2016 составляла 1445,2 тыс. человек, площадь территории – 1025 кв. км. Теплоснабжение города Екатеринбурга (объекты жилфонда и соцкультбыта) осуществляется от 102 теплоисточников, из которых 3 муниципальных и 99 ведомственных. Эти теплоисточники подают тепловую энергию на объекты жилищного фонда, социальной сферы и прочим потребителям.

В городе Екатеринбурге центральным отоплением оборудовано около 23 млн. кв. метров жилой площади (96 процентов жилого фонда города Екатеринбурга), горячим водоснабжением – около 21,5 млн. кв. метров жилой площади (90 процентов жилого фонда города Екатеринбурга). Производительность водоподготовок для обеспечения горячего водоснабжения потребителей по схеме «открытого» водоразбора и восполнения утечек в сетях и потребительских системах составляет 11 000 куб. м/ч.

Суммарная установленная мощность теплоисточников города Екатеринбурга составляет 8327 Гкал/ч, располагаемая мощность – 6800 Гкал/ч, подключенная мощность – 5422 Гкал/ч.

Система централизованного теплоснабжения города Екатеринбурга является крупнейшей в Свердловской области. Она включает в себя пять источников теплоснабжения филиала «Свердловский» ПАО «Т Плюс» (Свердловскую ТЭЦ, Ново-Свердловскую ТЭЦ, Гурзуфскую и Кировскую котельные, котельную «Академэнерго»), Среднеуральскую ГРЭС (ПАО «Энел Россия»), ТЭЦ ТМЗ (АО «Екатеринбургская теплоснабжающая компания») и ТЭЦ ВИЗа (ОАО МК «Уралметпром»). Суммарная нагрузка потребителей в зоне централизованного теплоснабжения филиала «Свердловский» ПАО «Т Плюс» составляет 3500 Гкал/час (66,9 процента всей тепловой нагрузки города), потребление – около 10,5 млн. Гкал в год.

Характеристика зон теплоснабжения города Екатеринбурга представлена в таблице 11 и на рисунке 14.

Таблица 11

### Характеристика зон теплоснабжения города Екатеринбурга

№ п/п	Зона теплоснабжения	Теплоисточник	Установленная мощность (Гкал/ч)	Располагаемая мощность (Гкал/ч)	Подключенная нагрузка (Гкал/час)	Дефицит или резерв тепловой мощность (Гкал/час)
1	2	3	4	5	6	7
1.	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	Свердловская ТЭЦ	1430	1070	850,0	+220
		Ново-Свердловская ТЭЦ	890	890	924,8	+35,2
		Кировская котельная	300	70		
		Гурзуфская котельная	400	300	347,9	-47,9
		Среднеуральская ГРЭС (ПАО «Энел Россия»)	1327	1114,7	1130,7	-16
		ТЭЦ ТМЗ	254	137	108,5	+28,5
		ТЭЦ ВИЗа (ОАО МК «Уралметпром»)	509	159	188,3	-29,3
		Котельная ЕМУП	134	70	77,7	-7,7

1	2	3	4	5	6	7
		«Академэнерго»				
2.	Итого по зоне филиала «Свердловский» ПАО «Т Плюс»		5244	3810,7	3627,9	+182,8
3.	Зона «Вторчермет»	ТЭЦ-19 АО «Екатеринбургская теплоснабжающая компания»	212	212	154,40	
		ТЭЦ ПАО «Уральский завод РТИ»	нет данных	нет данных	219,27	
4.	Итого по зоне «Вторчермет»				373,67	
5.	Зона «Уралхиммаш»	Котельная ОАО «Уралхиммаш»	нет данных	нет данных	267,55	
6.	Итого по зоне «Уралхиммаш»				267,55	
7.	Зона «Сортировочный» и иные локальные зоны	Котельная УрФУ	158	141,7	108,00	
		Котельная ОАО НПП «Старт»	нет данных	нет данных	72,50	
		Котельная ООО «Юг-Энергосервис»	нет данных	нет данных	42,38	
		Другие источники	нет данных	нет данных	930,00	
8.	Итого по зоне «Сортировочный» и иным локальным зонам				1152,88	
9.	ИТОГО		102	8327	6800	5422

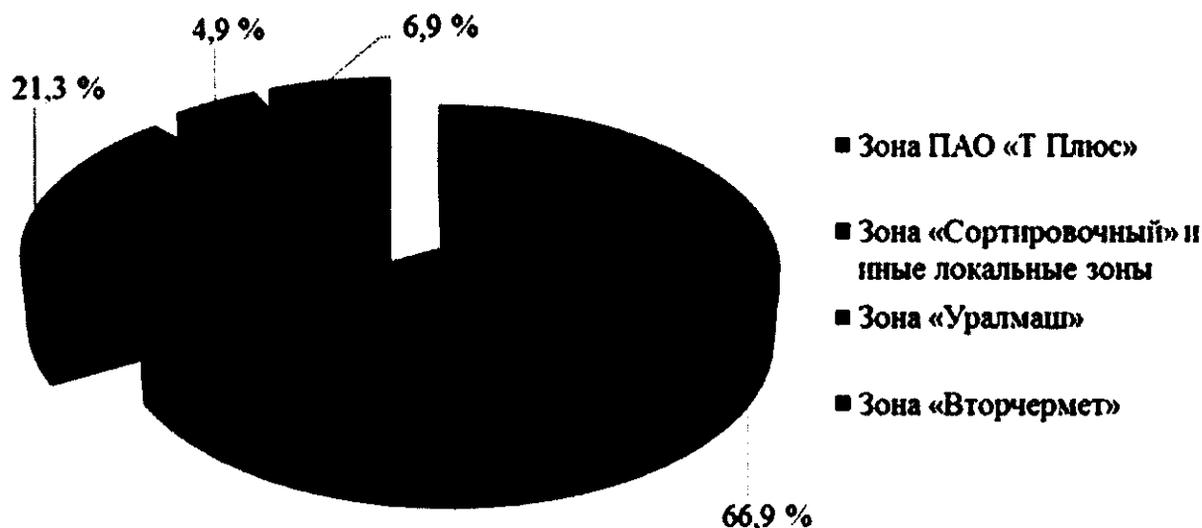


Рис. 14. Характеристика зон теплоснабжения по подключенной нагрузке от общего количества, процентов

Объем, структура и динамика рынка тепловой энергии города Екатеринбурга.

Отпуск тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения в 2015 году составил 10,4 млн. Гкал, потери тепловой энергии в сети – 2,5 млн.

Гкал (таблица 12). Объем рынка тепловой энергии в городе Екатеринбурге в части жилищно-коммунального сектора (без учета потребления промплощадок) составил 14,9 млн. Гкал, в том числе 10,1 млн. Гкал в год (67,8 процента) жилищными организациями.

Таблица 12

**Структура отпуска тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения**

№ строки	Наименование показателя	Единица измерения	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
1.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов в том числе:	тыс. Гкал	11 312	10 952	10 443	10 889	10 389
2.	Ново-Свердловская ТЭЦ	тыс. Гкал	3161	3046	2803	3106	2963
3.	Свердловская ТЭЦ	тыс. Гкал	2324	2233	2156	2388	2588
4.	Гурзуфская, Кировская котельные	тыс. Гкал	811	814	765	814	860
5.	ТЭЦ ТМЗ	тыс. Гкал					108
6.	Среднеуральская ГРЭС	тыс. Гкал	3969	3827	3678	3441	3006
7.	ОАО МК «Уралметпром»	тыс. Гкал	485	445	489	585	457
8.	МУП «Екатеринбургэнерго»	тыс. Гкал	256	272	285	280	140
9.	ЗАО «ТеплоСетевая Компания»	тыс. Гкал	306	315	249	274	267
10.	ТЭЦ «Академическая»	тыс. Гкал	0	0	19	0	0
11.	Производственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	58	57	58	50	7
12.	Потери	тыс. Гкал	2495	2223	2079	2 423	2498
13.	Потери	процентов	23	21	20	23	24
14.	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	8759	8671	8307	8416	7884

Характеристика действующих магистральных и распределительных тепловых сетей.

Схема централизованного теплоснабжения города Екатеринбурга объединяет 8 тепловых источников. Протяженность магистральных тепловых сетей города Екатеринбурга составляет 206,33 км (в двухтрубном исчислении), разводящих и квартальных – около 1400 км. В городе имеется 12 насосных станций и 33 бака-аккумулятора горячей воды с суммарным объемом 96 тыс. куб. м, а также 405 тепловых пунктов.

Структура магистральных сетей (по способу прокладки):

подземные – 106,03 км;

надземные – 100,3 км.

Средний диаметр магистральных сетей составляет 798 мм, средний диаметр разводящих и квартальных сетей – 177 мм.

Примерно 41 процент всех магистральных трубопроводов эксплуатируются более 25 лет, то есть более нормативного срока.

Карта магистральных тепловых сетей с учетом перспективной застройки представлена на рисунке 15.

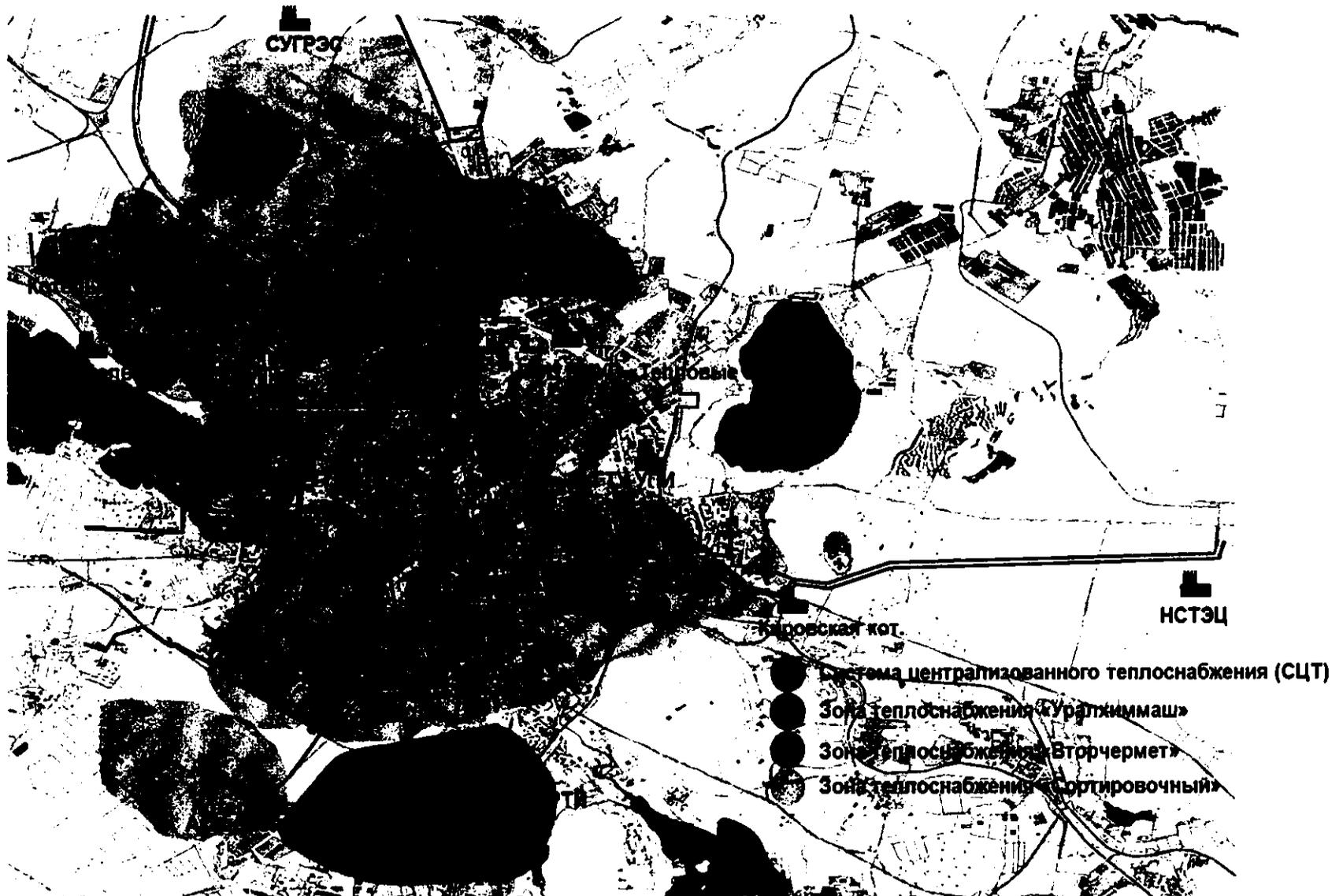


Рис. 15. Карта магистральных тепловых сетей с учетом перспективной застройки

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

### **Глава 17. Особенности функционирования энергосистемы**

Электроэнергетический комплекс Свердловской области характеризуется следующими особенностями:

наличие значительной доли электростанций, работающих в базовой части графика нагрузок (атомные и ТЭЦ);

избыточный баланс электрической энергии и мощности энергосистемы;

диверсифицированность генерации по топливу, позволяющая обеспечить более надежное электроснабжение потребителей;

практически полная зависимость Свердловской области от ввозимых энергоресурсов;

отсутствие централизованного электроснабжения ряда удаленных населенных пунктов на территории Свердловской области;

развитые межсистемные связи, обеспечивающие возможность выдачи избыточной мощности в дефицитные энергосистемы через соседние энергосистемы (Пермскую, Курганскую, Челябинскую).

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

Энергорайон, характеризующийся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений («узкое место»), – энергорайон, для которого в определенных схемно-режимных ситуациях в целях обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется ввод графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и мощности (ГАО) или ограничение генерирующей мощности электростанций, в результате которого возникает необходимость ввода ГАО. Необходимость ввода ГАО может потребоваться как в настоящее время в существующей сети, так и появиться в перспективный период 2017–2021 годов с учетом изменений режимов работы сети, вызванных естественным ростом нагрузок в отдельных районах энергосистемы.

При выполнении расчетов рассматривались следующие схемно-режимные ситуации:

для зимнего периода рассматривались нормальная схема и схема в максимум нагрузок после наиболее тяжелых нормативных возмущений (единичное аварийное отключение сетевого или генерирующего оборудования) из нормальной схемы;

для летнего периода рассматривались нормальная схема и схема в максимум нагрузок после наиболее тяжелых нормативных возмущений

(единичное аварийное отключение сетевого или генерирующего оборудования) из нормальной схемы;

для максимума нагрузок благоприятного периода ремонта рассматривались наиболее тяжелая ремонтная схема (ремонт одного сетевого элемента или одного элемента генерирующего оборудования) и схема после наиболее тяжелых нормативных возмущений (единичное аварийное отключение сетевого или генерирующего оборудования) из ремонтной схемы.

На основании анализа фактических и перспективных электроэнергетических режимов в энергосистеме Свердловской области выявлено два энергорайона, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений, соответствующих указанным выше критериям. Выявленные энергорайоны с указанием величины ГАО отмечены на рисунке 16.

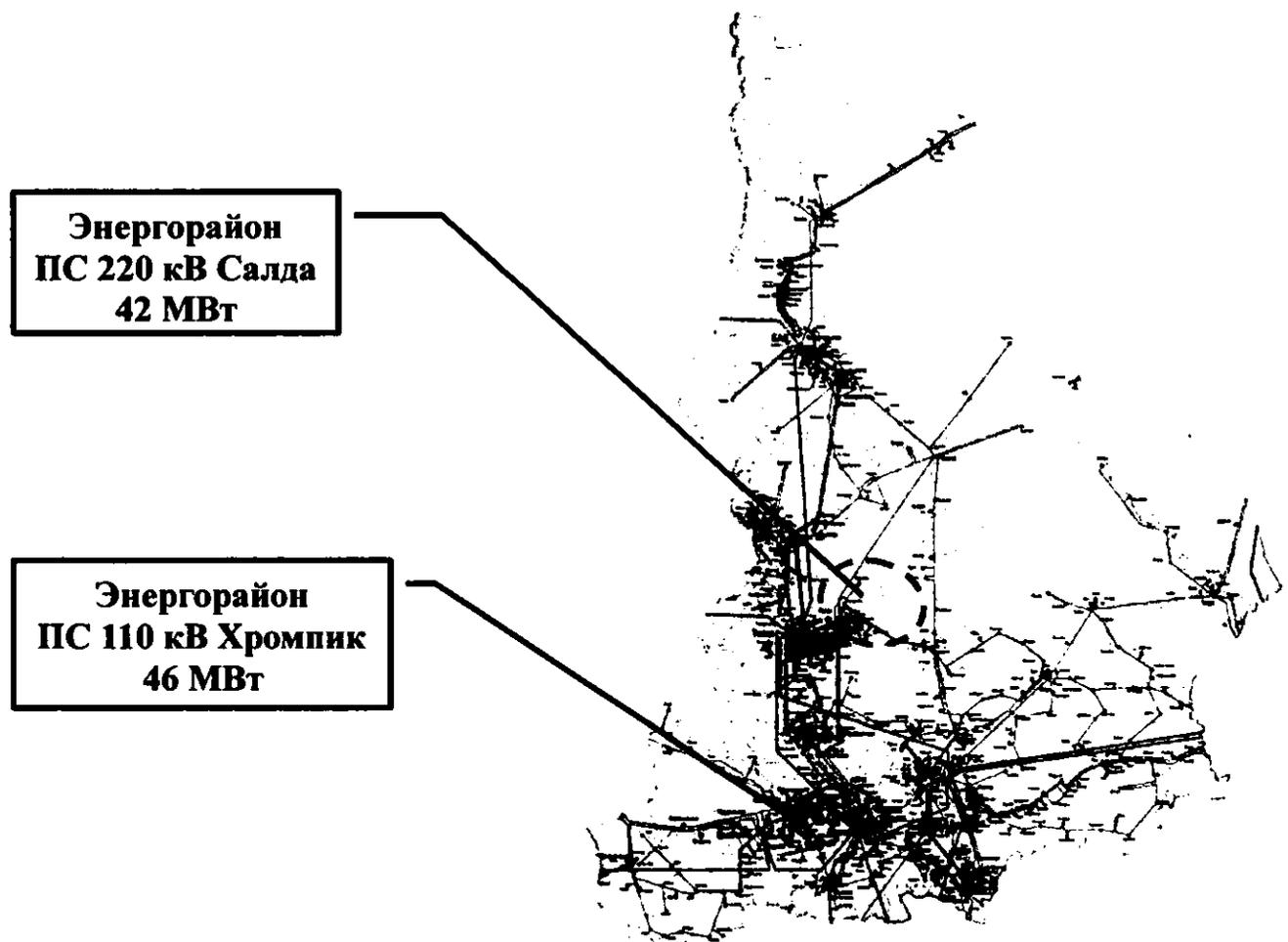


Рис. 16. Энергорайоны энергосистемы Свердловской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений

### Энергорайон ПС 220 кВ Салда.

В период зимнего и летнего максимума нагрузок 2015 года в нормальной схеме и схеме, возникающей после наиболее тяжелого нормативного возмущения (аварийного отключения АТ1(2) ПС 220 кВ Салда) в нормальной схеме, параметры режима не выходят из области допустимых значений, ввод ГАО не требуется. Результаты расчетов приведены на рисунках 1–4 приложения № 13.

В летний период 2015 года, наиболее благоприятный для проведения ремонта АТ1(2) ПС 220 кВ Салда, при отключении АТ2(1) ПС 220 кВ Салда в ремонтной схеме на ПС 220 кВ Салда сработает АРЛ с действием на отключение нагрузки в объеме 73 МВт. Обратное включение всех отключенных от АРЛ потребителей приведет к возникновению перегрузки контролируемого сечения «Салда», состоящего из ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1 и 2 с отпайками (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1(2) с отпайками в ПАР при отключении ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 2(1) с отпайками). Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений после выполнения всех возможных схемно-режимных мероприятий требуется ввод ГАО в объеме 42 МВт (с учетом замены потребителей, отключенных от АРЛ на ПС 220 кВ Салда на ГАО). Результаты расчетов приведены на рисунках 5–7 приложения № 13.

Для исключения ввода ГАО на ПС 220 кВ Вязовская целесообразна установка АОПО ВЛ 110 кВ Вязовская – Салка 1, 2 с отпайками с действием на ОН и организация передачи УВ на ОН в районе ПС 220 кВ Салда.

### Энергорайон ПС 110 кВ кВ Хромпик.

В период зимнего максимума нагрузок 2015 года в нормальной схеме и схеме, возникающей после наиболее тяжелого нормативного возмущения (аварийного отключения ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик 1(2) с отпайками или ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I(II) цепь с отпайками) в нормальной схеме, параметры режима не выходят из области допустимых значений, ввод ГАО не требуется. Результаты расчетов приведены на рисунках 8–10 приложения № 13.

В период летнего максимума нагрузок 2015 года в нормальной схеме параметры режима не выходят из области допустимых значений, ввод ГАО не требуется. Результаты расчетов приведены на рисунках 11 и 12 приложения № 13.

В период летнего максимума нагрузок 2015 года в схеме, возникающей при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик 1(2) с отпайками из нормальной схемы, имеет место перегрузка контролируемого сечения «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС №3», состоящего из ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I и II цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик 2(1) с отпайками (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками в ПАР после отключения 2(1) СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская) на 37 МВт. Для ввода

параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме 37 МВт. Результаты расчетов приведены на рисунках 13–15 приложения № 13.

В весенний период 2015 года, наиболее благоприятный для проведения ремонта ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик 2(1) с отпайками, при аварийном отключении в ремонтной схеме 1(2) СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская имеет место перегрузка контролируемого сечения «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 1», состоящего из ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I и II цепь с отпайками (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС-Хромпик I(II) цепь с отпайками в ПАР после отключения ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик II(I) цепь с отпайками) на 59 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений после выполнения всех возможных схемно-режимных мероприятий требуется ввод ГАО в объеме 46 МВт. Результаты расчетов приведены на рисунках 16–19 приложения № 13.

Для исключения ввода ГАО в схемах, возникающих при наиболее тяжелом нормативном возмещении в нормальной схеме, необходимо и достаточно выполнить:

замену провода ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками марки АС-120 и АС-150 на провод марки не менее АС-240 или аналогичный по ДТН;

замену ВЧ-заградителей ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками на Среднеуральской ГРЭС ( $I_{ном}=500$  А) на ВЧ-заградители с  $I_{ном} \geq 1000$  А.

Для исключения ввода ГАО в схемах, возникающих при наиболее тяжелом нормативном возмещении в ремонтной схеме, целесообразно выполнить:

установку на Среднеуральской ГРЭС устройств АОПО ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I и II цепь с отпайками с действием на отключение нагрузки потребителей и организация передачи УВ на ОН в районе ПС 110 кВ Хромпик.

В весенний период 2015 года, наиболее благоприятный для проведения ремонта ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I(II) цепь с отпайками, при аварийном отключении в ремонтной схеме 2(1) СШ 110 кВ Среднеуральской ГРЭС имеет место перегрузка контролируемого сечения «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 2», состоящего из ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик 1 и 2 с отпайками (МДП определяется АДТН ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик 1(2) с отпайками в ПАР после отключения ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик 2(1)) с отпайками) на 38 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме 27 МВт. Результаты расчетов приведены на рисунках 20–23 приложения № 13.

Для исключения ввода ГАО в рассмотренных схемах целесообразно выполнить установку на ПС 220 кВ Первоуральская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик 1 и 2 с отпайками с действием на отключение нагрузки потребителей с действием на ОН и организация передачи УВ на ОН в

районе ПС 110 кВ Хромпик.

Учитывая, что рост нагрузки по энергосистеме Свердловской области к 2021 году относительно фактического уровня 2015 года составляет не более 3 процентов, результаты расчетов электроэнергетических режимов на перспективный период будут алогичны результатам расчетов, приведенным на этап 2015 года, а предложенных мероприятий будет достаточно для исключения необходимости ввода ГАО в различных схемно-режимных ситуациях.

## **Глава 19. Проблемы электросетевого комплекса Свердловской области**

Электросетевой комплекс Свердловской области характеризуется следующими проблемами:

значительное количество электросетевых объектов имеет высокий физический износ и требует незамедлительной реконструкции;

в эксплуатации остается значительное количество морально устаревших устройств релейной защиты и автоматики, противоаварийной автоматики, автоматической информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии, требуется реконструкция и модернизация общесистемных средств управления;

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

на территории Свердловской области находятся в эксплуатации ветхие линии электропередачи 110 кВ и ниже, а также подстанции 110 кВ и ниже, срок эксплуатации которых превысил нормативный;

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

по состоянию на 31.12.2015 на территории Свердловской области выявлено 1256 бесхозных объектов энергетической инфраструктуры без надлежащего технического обслуживания, вследствие чего они ветшают и не могут нести расчетную нагрузку, не обеспечивают параметры ГОСТа по качеству электроэнергии (сверхнормативное падение напряжения и потери) и электробезопасности;

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

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

распределительные сети низкого напряжения находятся в руках более 100 собственников. Многие собственники не несут ответственности за надежное электроснабжение потребителей, общая надежность и управляемость таких сетей снижается;

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

продолжительность оформления разрешительной документации на строительство новых объектов 0,4–10 кВ. Необходимо продолжить работу по введению упрощенной процедуры оформления разрешительной документации (акт выбора трассы, разрешение на строительство, постановление о выделении земельных участков, свидетельство о регистрации) на строительство новых объектов 0,4–10 кВ, что позволит ускорить процесс технологического присоединения физических и юридических лиц к электрической сети;

планы развития территорий Свердловской области не скоординированы с планами развития электросетевого комплекса и доступностью электросетевой инфраструктуры, что выражается в том числе в строительстве невостребованных электросетевых объектов при наличии незагруженных существующих;

на предприятии ОАО «СУМЗ» отмечены случаи аварийного отключения электроприемников от внутренней сети при нормативных просадках напряжения во внешней питающей сети. Для решения данной проблемы требуется проектная проработка с разработкой соответствующих мероприятий (установка на шинах потребителя БСК, автоматических регулировочных или других устройств). Конкретные решения должны быть определены по результатам проектных проработок.

## **Глава 20. Проблемы генерирующих мощностей Свердловской области**

Существуют следующие проблемы генерирующих мощностей Свердловской области:

1) высокая степень физического износа энергетического оборудования. Более 47 процентов оборудования выработало ресурс, но оно все еще используется. Низкая экономичность (КПД 34–35 процентов, при достигнутых уровнях КПД в странах Европы на уровне 40 процентов). В приложении № 1 приведена возрастная структура оборудования электростанций Свердловской области по состоянию на 01 января 2016 года. Оборудование тепловых станций до 1960 года выпуска должно быть проанализировано на предмет ожидаемого вывода из эксплуатации до 2020 года.

Для решения данной проблемы необходимо:

комплексно планировать модернизацию энергетического оборудования;

выводить из эксплуатации изношенное оборудование;

заменять (реконструировать) оборудование;

2) высокие удельные расходы топлива на производство электрической энергии;

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

4) истощение емкости существующих золоотвалов.

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

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

реконструкция золоулавливающих устройств;

реконструкция систем газоочистки;

реконструкция котлов, горелочных устройств;

б) во многих муниципальных образованиях, расположенных на территории Свердловской области, не разработаны перспективные схемы теплоснабжения. Отсутствие таких схем приводит к снижению эффективности энергоисточников (например, неиспользование тепломагистралей Верхнетагильской ГРЭС – г. Новоуральск, Серовской ГРЭС – г. Серов). Планирование поможет определить целесообразность строительства энергетических объектов, повысить эффективность всей системы. Для решения данной проблемы необходимо законодательно утвердить разработку и пересмотр схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, один раз в 5 лет.

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

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

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

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

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

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

8) отсутствие экономических стимулов для содержания мощности теплоснабжающих источников;

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

## Глава 21. Проблемы в системе теплоснабжения Свердловской области. Рост повреждаемости тепловых сетей

### 1. Износ основных фондов.

Износ объектов инженерной инфраструктуры выходит за допустимые пределы и приближается к критическому уровню 60 процентов, при котором резко растет аварийность инженерных сетей и оборудования. Так, за период 2005–2015 годов износ основных фондов вырос в 2 раза, в коммунальном хозяйстве достиг 50 процентов, аварийность при этом значительно увеличилась. Количество повреждений в магистральных тепловых сетях по городам присутствия ООО «СТК» показано на рисунке 17.

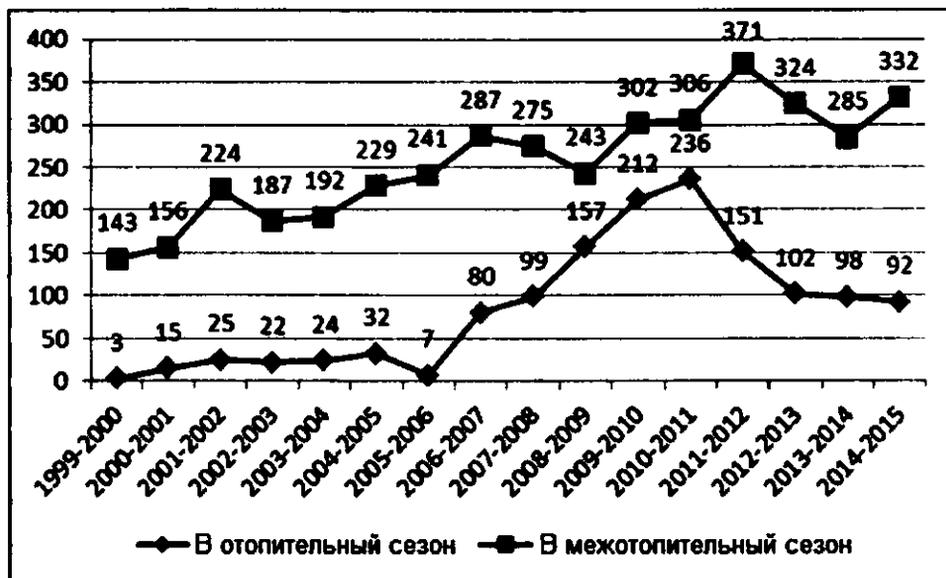


Рис. 17. Количество повреждений тепловых сетей обособленного подразделения «Свердловские тепловые сети» ООО «СТК»

Резкое увеличение числа повреждений в отопительном сезоне 2006/2007 года и последующих годах происходило вследствие массового окончания нормативного срока эксплуатации теплотрасс. В межотопительный период 2012–2015 годов число остается на значительном уровне в связи с проведением в межотопительный период гидравлических испытаний трубопроводов с целью оперативного устранения повреждений до начала отопительного сезона и существенного увеличения объемов проведения реконструкции теплотрасс.

### 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 срезок» в утвержденных температурных графиках по основным тепловым источникам системы при температуре наружного воздуха ниже -18 градусов является следствием дефицита тепловой мощности и недостаточного количества пиковых источников тепла. Это приводит к снижению температуры в помещениях потребителей при расчетных температурах наружного воздуха.

Основные проблемы в системе теплоснабжения в Свердловской области приведены в таблице 13.

Таблица 13

### Проблемы в системе теплоснабжения в Свердловской области

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

1	2	3
Обеспечение развития города Екатеринбурга	с учетом выданных технических условий на подключение к системе централизованного теплоснабжения новых объектов дефицит составляет 131 Гкал/час	неразвитая система транспортировки тепловой энергии, низкая пропускная способность тепловых сетей, недостаточная располагаемая мощность ряда теплоисточников

## **Глава 22. Особенности ресурсного обеспечения электроэнергетического комплекса Свердловской области**

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

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

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

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

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

В Свердловской области наблюдается устойчивое снижение производства (потребления) тепловой энергии, одной из причин которого является снижение потребления тепловой энергии населением, на долю которого приходится около 35 процентов от общей величины распределенного ресурса. Положительное изменение объемов потребления теплоты населением может быть объяснено постепенным осуществлением энергосберегающих мероприятий в жилищном секторе, а именно введением средств учета и автоматизации с возможностью регулирования подачи тепла, применением новых энергоэффективных технологий строительства, увеличением числа вводимых жилых домов, использующих альтернативные источники теплоснабжения.

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

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

Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий энергетики показана в таблице 14 и на рисунке 18.

Динамика сбросов загрязненных сточных вод от предприятий энергетики и их доля в суммарном сбросе по Свердловской области показаны в таблице 15. Динамика водоотведения загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты Свердловской области показана на рисунке 19.

Динамика обращения с отходами на предприятиях энергетики по Свердловской области и доля предприятий энергетики в общем объеме размещения отходов показаны в таблице 16 и на рисунках 20 и 21.

Полные данные по воздействию предприятий энергетики на окружающую среду Свердловской области за 2015 год будут доступны для актуализации во второй половине 2016 года.

Таблица 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)

№ п/п	Наименование предприятия	2007 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Филиал «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	306,2	387,8	305,0	317,3	318,4	315,4	281,4
2.	Филиал «Верхнетагильская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	35,1	41,9	42,4	41,3	42,1	33,1	28,3
3.	Филиал «Среднеуральская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	8,6	7,5	8,0	7,8	7,25	6,6	6,9
4.	Филиал ПАО «ОГК-2» – Серовская ГРЭС	35,7	36,3	37,7	35,2	30,5	27,5	27,2
5.	ТЭЦ Филиала ОАО «СУАЛ» – «БАЗ СУАЛ»	19,4	14,3	17,7	18,2	8,8	12,6 (с учетом БАЗ – 29,29)	-
6.	Нижнетуринская ГРЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	14,3	13,2	12,0	11,3	11,8	8,5	3,0
7.	Красногорская ТЭЦ (ОАО «СУАЛ» – «УАЗ СУАЛ»)	22,0	21,4	19,9	17,1	19,6	14,1	2,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8.	Ново-Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	5,5	5,9	5,8	5,8	5,1	5,3	5,5
9.	Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,9	1,2	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9
10.	Первоуральская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,8	0,8	0,85	0,7	0,7	0,7	0,7
11.	Верхотурская ГЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	нет данных	нет данных
12.	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская атомная станция»	0,6	0,8	0,5	0,8	0,8	0,8	0,7
13.	Всего	451,0	531,8	451,2	456,6	446,2	425,5	357,0
14.	Всего по области	1255,1	1195,9	1103,1	1129,1	1097,3	1021,2	нет данных
15.	Доля данных предприятий в суммарном выбросе по Свердловской области, процентов	35,9	44,5	40,9	40,4	40,7	41,7	нет данных



Рис. 18. Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий энергетики (тыс. т/год)

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

№ п/п	Наименование электростанции	Объем сброса загрязненных сточных вод (млн. куб. метров)						Масса сброса загрязняющих веществ (тыс. тонн)					
		2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Филиал «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	28,660	19,890	22,640	16,922	20,100	16,400	5,320	7,660	10,830	9,190	10,185	7,921
2.	Филиал «Верхне-тагильская ГРЭС» – АО «Интер РАО – Электрогенерация»	6,500	6,100	6,100	6,100	6,000	5,700	4,930	2,490	3,890	4,390	6,121	3,975
3.	Филиал «Средне-уральская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,360	0,330	0,660	1,170	1,923	2,488
4.	Филиал ПАО «ОГК-2» – Серовская ГРЭС	0,030	0,040	0,030	0,036	0,046	0,046	0,118	0,470	0,930	–	0,086	0,086
5.	ТЭЦ Филиала ОАО «СУАЛ» – «БАЗ СУАЛ»	0,470	0,950	0,470	0,278	0,42	0,342	0,483	0,970	0,480	0,265	0,271	0,220
6.	Нижнетуринская ГРЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	2,160	2,220	2,830	2,150	2,026	2,216	0,017	0,012	0,011	0,011	0,010	0,070
7.	Красногорская ТЭЦ (ОАО «СУАЛ» – «УАЗ СУАЛ»)	0,095	0,000	0,000	0,000	0,000	0,081	0,002	0,002	0,001	0,001	0,001	0,003
8.	Ново-Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,476	1,424	0,470	0,400	0,380	0,350	0,384	0,277
9.	Качканарская ТЭЦ (ОАО «ЕВРАЗ КГОК»)	0,003	0,030	0,040	–	–	–	0,003	0,005	0,006	–	–	–
10.	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская АЭС»	0,347	0,312	0,340	0,324	0,355	0,259	0,540	0,390	0,370	0,290	0,113	0,100
11.	<b>ИТОГО</b>	<b>38,265</b>	<b>29,542</b>	<b>32,450</b>	<b>25,812</b>	<b>29,423</b>	<b>26,414</b>	<b>12,243</b>	<b>12,729</b>	<b>17,558</b>	<b>15,636</b>	<b>19,094</b>	<b>15,140</b>
12.	<b>Всего по Свердловской области</b>	<b>763,42</b>	<b>771,34</b>	<b>712,28</b>	<b>686,78</b>	<b>667,0</b>	<b>нет данных</b>	<b>473</b>	<b>491,2</b>	<b>479,9</b>	<b>465</b>	<b>488,0</b>	<b>нет данных</b>
13.	<b>Доля, процентов</b>	<b>5,0</b>	<b>3,8</b>	<b>4,6</b>	<b>3,8</b>	<b>4,4</b>	<b>нет данных</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>	<b>3,7</b>	<b>3,4</b>	<b>3,9</b>	<b>нет данных</b>



Рис. 19. Динамика водоотведения загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты Свердловской области (млн. куб. м)

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

№ п/п	Наименование предприятия	Образовано (тыс. тонн)					Использовано (тыс. тонн)					Размещено (тыс. тонн)					
		2007 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2007 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2007 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1.	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская атомная станция»	1,20	1,15	1,21	1,11	0,99	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Филиал «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	3763,0	4965,9	4686,4	4335,4	4541,7	124,7	225,6	192,8	250,0	255,0	3657,0	4734,9	4489,5	4075,2	4281,9	
3.	Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,15	0,23	0,18	0,14	0,21	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	
4.	Красногорская ТЭЦ (ОАО «СУАЛ» – «УАЗ СУАЛ»)	218,39	174,11	174,45	112,73	7,94	0,03	0,08	0,06	0,10	0,10	217,96	173,90	174,22	112,47	0,00	
5.	ТЭЦ Филиала ОАО «СУАЛ» – «БАЗ СУАЛ»	320,52	326,64	130,14	-	-	0,00	0,00	0,00	-	-	318,28	325,52	129,76	-	-	
6.	Качканарская ТЭЦ (ОАО «ЕВРАЗ КГОК»)	0,30	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	-	-	0,01	-	-	-	-	
7.	Филиал «Среднеуральская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	1,21	1,72	1,81	2,48	2,15	0,11	0,00	0,00	0,07	0,00	0,13	0,60	0,44	0,43	0,12	
8.	Нижнетуринская ГРЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	194,98	188,21	166,99	129,90	26,27	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	194,53	187,29	165,79	129,23	25,4	
9.	Филиал ПАО «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» – Серовская ГРЭС	561,62	526,29	424,41	429,23	410,34	0,21	0,03	0,01	0,01	0,01	561,02	524,69	423,44	428,12	409,15	
10.	Первоуральская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,58	0,22	0,16	0,19	0,18	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
11.	Ново-Свердловская ТЭЦ (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,58	0,39	0,37	0,21	0,30	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,13	0,18	0,14	0,15	
12.	Филиал «Верхнетагильская ГРЭС» – АО «Интер РАО – Электрогенерация»	410,79	630,00	620,02	446,17	329,30	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	409,71	592,50	588,80	429,96	319,97	
13.	Верхотурская ГЭС (филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»)	0,00	0,01	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
14.	Итого по предприятиям энергетики	5473,31	6814,85	6206,16	5457,54	5293,12	125,16	225,77	192,85	250,22	255,11	5358,74	6539,53	5972,16	5175,50	5036,73	
15.	Всего по Свердловской области	185029,6	198988,3	194200,0	185195,0	178937,1	86012,4	86042,4	83000,0	84189,8	84334,6	114964,1	119026,9	115400,0	105913,0	105310,8	
16.	В процентах от общего объема отходов	2,96	3,42	3,20	2,95	2,96	0,15	0,26	0,23	0,30	0,30	4,66	5,49	5,18	4,89	4,78	



Рис. 20. Динамика размещения отходов предприятиями энергетики



Рис. 21. Доля предприятий энергетики в общем объеме образования отходов (тыс. тонн)

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

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

Планируется снижение в 2020 году по отношению к уровню 2007 года: валового выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух на 28,3 процента;

сброса загрязненных сточных вод на 25,1 процента;

количества размещаемых отходов на 39 процентов.

Улучшение экологических показателей отрасли будет достигаться при выполнении реконструкции и модернизации объектов энергетики, предусмотренных схемой и программой развития энергетики Свердловской области на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года, в том числе на Рефтинской ГРЭС будет реализована программа мероприятий по снижению негативного воздействия Рефтинской ГРЭС на окружающую среду, согласованная с Правительством Свердловской области в рамках Соглашения о взаимодействии в сфере охраны окружающей среды между Правительством Свердловской области и публичным акционерным обществом «Энел Россия».

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

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

По сравнению с текущей генерацией (традиционные конденсационные станции на угле и природном газе) новые энергоустановки различных видов обладают отличающимися характеристиками, которые необходимо учесть при развитии энергетики (таблица 17).

Таблица 17

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

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

С учетом данных таблицы 17 можно сделать следующие выводы по экологическим критериям развития генерации:

1) все новые современные и перспективные виды генерации обладают более высокими по сравнению с существующей традиционной генерацией КПД и КИТ,

что позволит сжигать меньше топлива и выбрасывать в атмосферу меньше вредных веществ и размещать меньше отходов. Также новые виды генерации обладают улучшенными удельными показателями выбросов вредных веществ.

Прямой эффект снижения выбросов от реконструкции связан с заменой оборудования на более экологичное и эффективное с точки зрения КПД. Существует также косвенный эффект, который по масштабам может быть больше прямого. Он связан с тем, что современное экономичное и экологичное оборудование получает преимущества при конкурентном отборе на оптовом рынке электроэнергии и мощности и вытесняет менее экономичное генерирующее оборудование. Потенциал такого замещения составляет 26,5 тыс. тонн, или 6,3 процента от выбросов предприятий энергетики в Свердловской области;

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

3) современные мощные ПГУ и ГТУ обладают высоким КПД и экологичностью. Тем не менее направление конструктивного развития мощных газовых турбин ведет к повышению температуры и давления в камере сгорания для повышения КПД, что ведет к повышенному уровню выбросов окислов азота  $\text{NO}_x$  и необходимости их нейтрализации;

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

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

Тем не менее при развитии учитывается, что малая генерация на углеводородном топливе обладает несколько худшими по сравнению с новой «большой» генерацией экологическими характеристиками. Это касается КПД и количества сжигаемого топлива (для ГТУ), выбросов  $\text{CO}$ ,  $\text{NO}_x$  и твердых частиц (для ПГУ) и связано как с эффектом масштаба, так и с конструктивно-технологическими особенностями. Замещение малой генерацией доли, покрываемой новыми крупными станциями нагрузки, ведет к увеличению суммарных выбросов вредных веществ. Следует отметить, что ввиду свойства распределенности по территории малая генерация «естественным» образом снижает концентрацию выбрасываемых ею некумулятивных вредных веществ. С точки зрения выбросов углекислого газа  $\text{CO}_2$  и количества сжигаемого топлива малая генерация обладает меньшим КПД ввиду эффекта масштаба, но устраняет потери при передаче энергии ввиду своего расположения в точке потребления.

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

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

1) в городских зонах с высокой плотностью застройки имеет смысл размещать газовую генерацию на базе ПГУ и мощных ГТУ с учетом уровня выбрасываемых окислов  $\text{NO}_x$ ;

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

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

Основные виды негативных воздействий предприятий электроэнергетики на окружающую среду, учитываемых при развитии предприятий энергетики до 2020 года и на перспективу до 2025 года, представлены в таблице 18.

Таблица 18

### Основные загрязнители и виды антропогенных воздействий от различных предприятий энергетики

№ строки	Название	Формула	Основной источник	Опасные последствия	Кумулятивность	Статус опасности
1	2	3	4	5	6	7
1.	Газообразные и аэрозоли					
2.	Диоксид серы	$\text{SO}_2$	станции на местных, локальных видах топлива и угле	угнетение растений, кислотные дожди, коррозия	нет	локальный
3.	Оксиды азота	$\text{NO}, \text{NO}_2$	газовые станции с высоким КПД, малая генерация	канцерогены, коррозия, разрушение озона	нет	локальный
4.	Углекислый газ	$\text{CO}_2$	все виды станций	парниковый эффект	да	глобальный
5.	Угарный газ	$\text{CO}$	газовые станции с высоким КПД, малая генерация	яд	нет	локальный

1	2	3	4	5	6	7
6.	Твердые частицы	пыль	станции на местных, локальных видах топлива и угле	ухудшение дыхания, болезни	частично	локальный
7.	Тяжелые металлы	Fe, Pb, Ni, Zn, Cu, Mn, Cr	малая генерация (масла и продукты износа)	яды, канцерогены, мутагены	да	локальный
8.	Твердые					
9.	Твердые производственные отходы	золошлакоотвалы	станции на местных, локальных видах топлива и угле	уничтожение экосистем	да	локальный
10.	Жидкие					
11.	Сбросы сточных вод с загрязнителей	все вышеперечисленное	угольные станции с гидравлическим золошлакоудалением	яды, канцерогены, мутагены, уничтожение экосистем	частично	локальный
12.	Потребление воды	–	все виды станций	дефицит питьевой воды	нет	областной
13.	Поступление теплоты	до +30 градусов	сбросы теплой воды энергоустановками	изменение местного климата и изменение экосистем	нет	локальный

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

На 01 января 2016 года заключены соглашения с ПАО «Энел Россия» в части филиала «Рефтинская ГРЭС» (от 14.07.2011), ПАО «ОГК-2» в части филиала Серовская ГРЭС (от 30.10.2013) и АО «Интер РАО – Электрогенерация» в части филиала Верхнетагильская ГРЭС (от 13.07.2015).

Необходимо продолжить работу по заключению соглашений с другими предприятиями энергетического комплекса с учетом требований к предприятиям энергетики, характеризующих деятельность по обращению с отходами производства, принятых в Стратегии по обращению с отходами производства на территории Свердловской области до 2030 года, утвержденной постановлением Правительства Свердловской области от 09.09.2014 № 774-ПП «О Стратегии по обращению с отходами производства на территории Свердловской области до 2030 года»:

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

2) внедрение в производство наилучших доступных технологий;

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

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

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

## **Глава 24. Анализ состояния энергетической безопасности Свердловской области**

Анализ энергетической безопасности Свердловской области и Уральского федерального округа, проведенный Институтом экономики и Институтом теплофизики УрО РАН, показал, что территория Свердловской области в течение 2005–2009 годов находилась в кризисном состоянии. Основными причинами неудовлетворительного состояния энергобезопасности Свердловской области являются:

высокий износ основных производственных фондов;  
высокая степень зависимости Свердловской области от привозного топлива;  
относительно высокое экологическое воздействие тепловых электростанций на окружающую среду Свердловской области.

## **Глава 25. Состояние и перспективы развития малой генерации в Свердловской области**

Текущее состояние малой генерации в Свердловской области.

Под малой генерацией в схеме и программе развития электроэнергетики Свердловской области на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года понимается совокупность модульных генерирующих установок мощностью порядка нескольких мегаватт (Гкал/ч), производящих электрическую и тепловую энергию в месте ее конечного потребления. Верхней границей суммарной установленной мощности одной электростанции (или миниТЭЦ) принимается значение 25 МВт. В качестве малой генерации не рассматриваются существующие социальные источники тепла: муниципальные котельные и ТЭЦ с преимущественно тепловой нагрузкой, построенные начиная с середины XX века с технологическими особенностями того периода времени.

На 01 января 2016 года доля малой генерации в суммарной установленной мощности электростанций Свердловской энергосистемы оценивается примерно в 1,3 процента, при этом порядка 0,3 процента сосредоточено в муниципальном образовании «город Екатеринбург». Указанные значения были получены путем количественной оценки имеющихся данных о технических условиях на технологическое присоединение энергоустановок к сети и информации из

открытых источников, включая отраслевые и рыночные обзоры, данные проектных и энергосервисных организаций.

Перечень существующих генерирующих объектов малой мощности на этап 2015 года, представленный в таблице 19, сформирован на основании данных о технических условиях на присоединение установок малой генерации к сети, материалов стратегических и программных документов развития топливно-энергетического комплекса Свердловской области, в том числе Стратегии развития топливно-энергетического комплекса Свердловской области до 2020 года, утвержденной приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Свердловской области от 15.06.2011 № 50 «Об утверждении Стратегии развития топливно-энергетического комплекса Свердловской области до 2020 года».

Таблица 19

### Перечень энергоустановок малой генерации на территории Свердловской области

№ п/п	Наименование	Собственник	Населенный пункт	Вид топлива	Мощность (МВт)	Режим работы	Планируемый срок ввода
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ГПА-ТЭЦ «МагКор»	ООО База Гастроном «МагКор»	г. Екатеринбург	газ	0,6	параллельно с сетью. Без выдачи мощности во внешнюю сеть	введена
2.	МиниГЭС	ООО «Стройтех-проект-СМ»	г. Сысерть	вода	0,1	параллельно с сетью Без выдачи мощности во внешнюю сеть	н/д*
3.	ГПА-ТЭЦ БГК	ОАО «Богдановичская генерирующая компания»	г. Богданович	газ	8,6	параллельно с сетью	введена в 2014 году
4.	ГТЭС-4, 6	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	г. Арамиль	газ	4,0	параллельно с сетью Без выдачи мощности во внешнюю сеть	введена в 2015 году
5.	Екатеринбургская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	г. Екатеринбург	газ	18,0	параллельно с сетью	введена
6.	ГПА-ТЭЦ «Уральская фольга»	ОАО «Уральская фольга»	г. Михайловск	газ	14,0	параллельно с сетью. Без выдачи мощности во внешнюю сеть	2016 год
7.	ТЭЦ «РТИ»	ПАО «Уральский завод РТИ»	г. Екатеринбург	газ, мазут	6,0	параллельно с сетью. Без выдачи мощности во внешнюю сеть	введена
8.	КГУ «Рамада»	Гостинично-развлекательный	г. Екатеринбург	газ	2,5	параллельно с сетью	введена

1	2	3	4	5	6	7	8
		комплекс «Евразия»					
9.	МиниТЭЦ ЭПК УрФУ	ФГАОУ ВПО «УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»	г. Екатеринбург	РУ (пар)*	0,75	параллельно с сетью	введена
10.	Вогульская ГЭС	Филиал «Верхне-тагильская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	г. Верхний Тагил	вода	5,0	параллельно с сетью	введено 2,0 МВт. В 2019 году планируется увеличение мощности до 5,0 МВт
11.	ГПА–ТЭЦ «Тандер»	ЗАО «Тандер» (розничная сеть «Магнит»)	г. Первоуральск	газ	2,4	параллельно с сетью. Без выдачи мощности во внешнюю сеть	введена в 2015 году
12.	МиниТЭЦ СУМЗ	ООО «УГМК–Холдинг»	г. Ревда	газ	21,5	параллельно с сетью. Без выдачи мощности во внешнюю сеть	введена в 2014 году
13.	Синарская ТЭЦ	ОАО «Синарский трубный завод»	г. Каменск-Уральский	газ	24,0	параллельно с сетью	введена
14.	ГПА–ТЭЦ «Завод противопожарного оборудования»	ООО «Завод противопожарного оборудования»	г. Екатеринбург	газ	1,0	н/д	н/д
15.	ГПА–ТЭЦ «Птицефабрика Свердловская»	ОАО «Птицефабрика Свердловская»	г. Екатеринбург	газ	1,0	н/д	н/д
16.	ЦЭС «Металлургический завод им. А.К. Серова»	ООО «УГМК–Холдинг»	г. Серов	газ	18,0	параллельно с сетью	введена
17.	Режевская ГТ–ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	г. Реж	газ	18,0	параллельно с сетью	введена
18.	Верхотурская ГЭС	Филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»	г. Верхотурье	вода	7,0	параллельно с сетью	введена
19.	ГПА–ТЭЦ «Уральский оптико-механический завод»	ОАО «Производственное объединение «Уральский оптико-механический завод» имени Э.С. Яламова»	г. Екатеринбург	газ	6,0	параллельно с сетью	введена
20.	Газопоршневая установка ООО «ЕКА-ИНВЕСТ»	ОАО «Уралгидромедь»	г. Полевской	газ	4,3	параллельная работа без выдачи в сеть	2016 год
21.	Газотурбинные установки для электроснабжения КС «Пельмская»	ООО «Газпром центрремонт»	пос. Пелым	газ	12,9	параллельная работа без выдачи в сеть	2016 год

1	2	3	4	5	6	7	8
	ООО «Газпром центрремонт»						
22.	МиниТЭС на базе когенерационных газопоршневых установок ЗАО «Туринский ЦБЗ»	ЗАО «Туринский ЦБЗ»	г. Туринск	газ	8,0	параллельная работа без выдачи в сеть	1 очередь (6,0 МВт) – в 2016 году, 2 очередь (2,0 МВт) – в 2020 году
23.	МиниТЭС на базе газопоршневых установок филиала АО «Уралэлектромедь» - «Производство сплавов цветных металлов»	АО «Уралэлектромедь»	пос. Верх-Нейвинский	газ	2,2	параллельная работа без выдачи в сеть	2016 год
24.	Газопоршневая установка ООО «Центральная недвижимость»	ООО «Центральная недвижимость»	г. Нижний Тагил, Свердловское шоссе, 31	газ	1,6	параллельная работа без выдачи в сеть	2016 год
25.	Газопоршневая энергоустановка на газе, получаемом из органических отходов	ООО «Вирео Энерджи Урал»	г. Екатеринбург	газ	4,8	параллельно с сетью	2,4 МВт – в 2016 году; 4,8 МВт – в 2017 году
26.	Итого, суммарная мощность				192,25 МВт		

\* н/д – нет данных.

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. Суммарная мощность такой генерации оценивается около 200 МВт.

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

По итогам 2015 года среди основных центров развития малой генерации можно выделить города Екатеринбург, Первоуральск, Нижний Тагил, Каменск-Уральский и прилегающие к ним муниципальные образования. Эти муниципальные образования составляют основу экономического комплекса Свердловской области, отличаются опережающим развитием производства, наличием развитой энергетической инфраструктуры, мощных центров питания.

Большинство энергоустановок малой генерации работают параллельно с энергосистемой с выдачей или без выдачи мощности в сеть, что для собственников энергоустановок обеспечивает наиболее эффективный технологический режим работы установки и высокие экономические показатели. Наличие электросетевой инфраструктуры при существующем ограничении на размещение новых сетей в крупных городах является одним из критериев, способствующих внедрению объектов малой генерации на территории Свердловской области.

**Технологические факторы развития малой генерации.**

С учетом существующего состояния сетевой инфраструктуры Свердловской области, климатических особенностей Свердловской области, ее 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 Свердловской энергосистемы, рассматриваются:

доступность электросетевой инфраструктуры, включая загрузку центров питания 35–110 кВ, а также необходимость электрификации удаленных районов;

наличие теплоэнергетической инфраструктуры и учета возможной потребности в низко- и среднетемпературном тепле для производственных нужд;

наличие и степень развития распределительных газовых сетей как основной топливной инфраструктуры;

возможность использования местных видов топлива в качестве альтернативной топливной инфраструктуры.

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

Также в регионе имеется ряд населенных пунктов, удаленных от сетей централизованного электроснабжения, с относительно малой численностью населения. Перечень населенных пунктов на территории Свердловской области, не охваченных централизованным электроснабжением, по данным администраций муниципальных образований, представлен в таблице 20. Подключение их к централизованной электросети нецелесообразно в силу дороговизны, переселение жителей данных территорий невозможно в силу необходимости сохранения существующего жизненного уклада, а обеспечение параметров комфортного существования на уровне среднеобластного необходимо согласно Стратегии 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». Устойчивое развитие данных территорий эффективно только при наличии энергоснабжения, которое может быть организовано с помощью малой генерации, в том числе на местных и локальных видах топлива.

**Населенные пункты на территории Свердловской области, не охваченные  
централизованным электроснабжением**

№ строки	Населенный пункт	Наименование муниципального образования
1.	Нижняя Ослянка	Горноуральский городской округ
2.	Еремино	Гаринский городской округ
3.	Шантальская	
4.	Шабурово	
5.	Ликино	
6.	Новый Вагиль	
7.	Понил	
8.	Митяево	
9.	Нагорный	
10.	Суеват Пауль	
11.	Хандыбина Юрта	
12.	Юрта Курикова	
13.	Юрта Анямова	
14.	Бахтиярова Юрта	
15.	Ушма	
16.	Тохта	
17.	Массава	
18.	Улымсос	
19.	Пакина	
20.	Пристань	
21.	Юркино	
22.	Гаревка	
23.	Монастырка	Город Каменск-Уральский
24.	Калач	Махневское муниципальное образование
26.	Зеленый Бор	городской округ Ревда
27.	Кумаринское	Туринский городской округ

Географическое размещение генерирующих источников малой мощности на территории Свердловской области представлено на рисунке 22. Объекты малой генерации нанесены на карту с указанием основных центров питания 35–110 кВ.

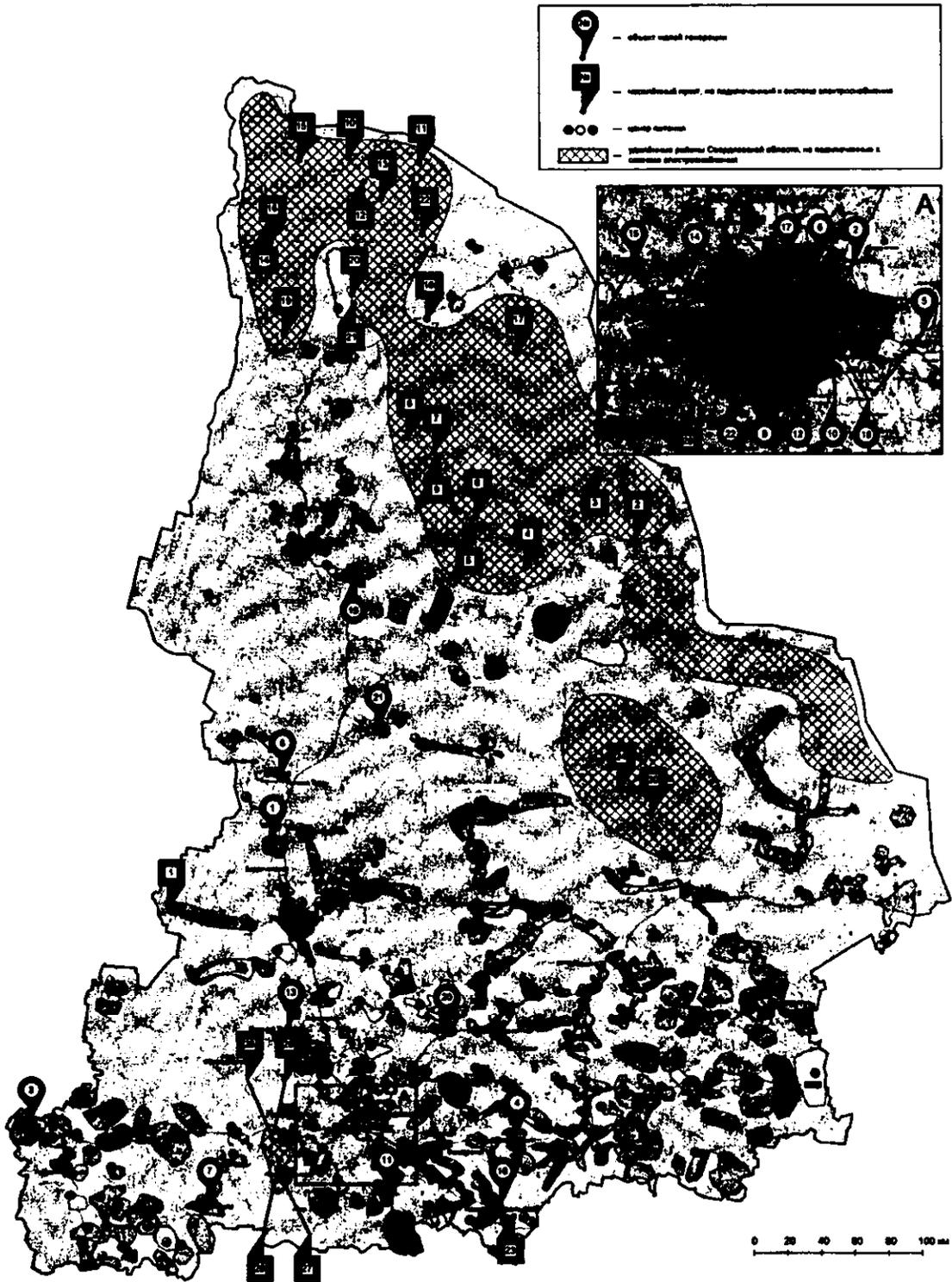


Рис. 22. Районирование Свердловской области по условиям развития малой генерации

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 области действуют несколько газораспределительных организаций, обслуживающих бытовых и промышленных потребителей Свердловской области: ПАО «Екатеринбурггаз», ГУП СО «Газовые сети», АО «ГАЗЭКС», ЗАО «Регионгаз-инвест»,

ОАО «Газпром газораспределение Екатеринбург». В соответствии с данными о зонах обслуживания производственных участков указанных выше газораспределительных компаний газовая инфраструктура не развита в Сосьвинском городском округе, Гаринском городском округе и Таборинском муниципальном районе, что в свою очередь исключает появление в этих муниципальных образованиях объектов малой генерации, работающих на природном газе. Следует отметить, что ряд муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, газифицированы частично. Развитие газовых сетей на территории Свердловской области определяется Генеральной схемой газоснабжения и газификации Свердловской области на период до 2015 года и перспективу до 2020 года, одобренной постановлением Правительства Свердловской области от 08.08.2012 № 858-ПП «Об основных параметрах развития газоснабжения и газификации Свердловской области Генеральной схемы газоснабжения и газификации Свердловской области на период до 2015 года и перспективу до 2020 года».

Развитие малой энергетики в зоне децентрализованного энергоснабжения целесообразно осуществлять за счет повышения эффективности использования местных энергоресурсов. Согласно Энергетической стратегии России на период до 2030 года строительство муниципальных объектов малой генерации, в том числе на основе возобновляемых источников энергии и альтернативных видов топлива, является одним из приоритетных направлений снижения энергодефицита и диверсификации источников энергии, которое позволяет обеспечить тепловой и электрической энергией отдаленные и труднодоступные районы.

Одним из таких перспективных направлений является использование отходов лесобработывающей промышленности. Крупнейшие предприятия лесобработывающей промышленности сосредоточены в Алапаевском, Ивдельском, Новолялинском, Артинском, Ачитском, Красноуфимском районах. В качестве топлива для энергоустановок малой мощности могут служить опилки, щепа, стружка или дрова при использовании газогенератора, топливные брикеты из древесины, топливные пеллеты (гранулы).

В Гаринском городском округе, Тавдинском городском округе и Таборинском муниципальном районе перспектив для развития круглогодичных лесозаготовок нет, так как эксплуатационные запасы расположены среди болот и имеют низкую товарную производительность. Тем не менее в восточной части Свердловской области при развитии торфяного кластера целесообразно развитие малой когенерации на торфе. Наиболее крупные месторождения Свердловской области: Таборинское месторождение – 1780 млн.т, Гаринское месторождение – 1250 млн.т, Серовское месторождение – 840 млн.т, Туринское месторождение – 470 млн.т, Тавдинское месторождение – 460 млн.т. Разведанные запасы торфа в Свердловской области составляют более 5 млрд.т., в том числе балансовые запасы – 1,6 млрд.т. Экологичное использование торфа требует внедрения современных технологий.

Отдельного внимания заслуживают муниципальные образования, входящие в перечень приоритетных и/или пилотных районов согласно стратегическим и программным документам развития Свердловской области. Так, в 2012 году были

определены 9 муниципальных образований в качестве первоочередных для разработки схем теплоснабжения: городской округ Дегтярск, городской округ Верхотурский, Белоярский городской округ, Горноуральский городской округ, Каменский городской округ, Тавдинский городской округ, Талицкий городской округ, Ивдельский городской округ, Ирбитское муниципальное образование. Аналогично в рамках программы «Комплексное развитие северных территорий Свердловской области» на 2014–2020 годы, утвержденной распоряжением Правительства Свердловской области от 12.08.2014 № 993-РП «Об утверждении программы «Комплексное развитие северных территорий Свердловской области» на 2014–2020 годы», предполагается развитие энергетической инфраструктуры в муниципальных районах, расположенных севернее южной границы городского округа Верхотурский. Данные районы Свердловской области имеют невысокие экономические показатели, поэтому электрификацию и теплофикацию территорий целесообразно проводить за счет развития муниципальных объектов когенерации.

Карта районирования Свердловской области по условиям развития топливной инфраструктуры и перспективного теплоснабжения представлена на рисунке 23.

#### Экономические факторы развития малой генерации.

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

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

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

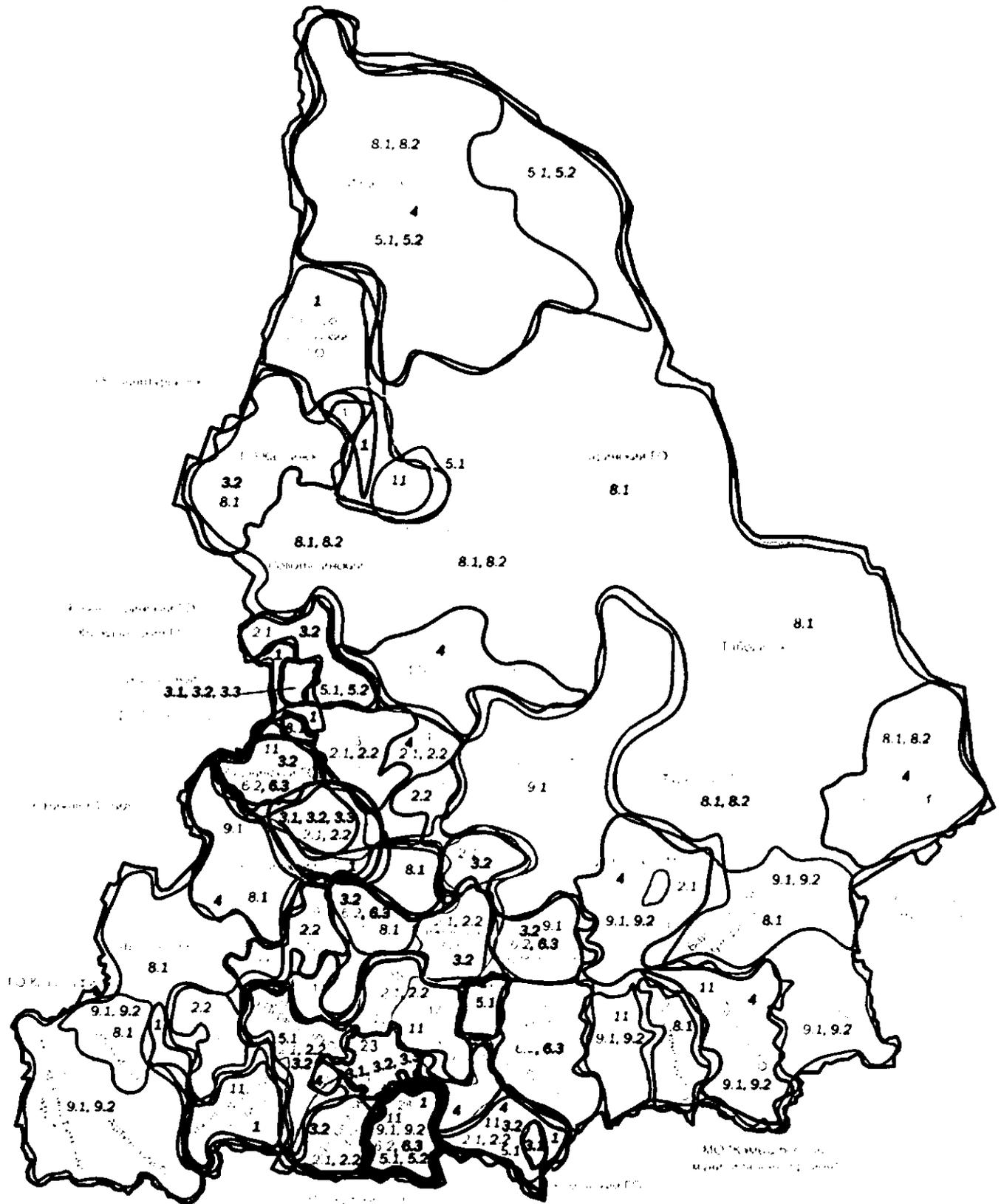


**Типы хозяйствующих субъектов, потенциально заинтересованных в  
установке собственной малой генерации**

№ строки	Обозначение* цвет	Мощность (МВт)		Вид экономической деятельности. Назначение малой генерации
		электрическая	тепловая	
1.		Горнодобывающая промышленность		
2.		16–25	16–50	земляные работы, добыча полезных ископаемых
3.		Металлургический комплекс		
4.		4,5–6	4,5–10	металлообработка
5.		14–22	14–45	черная и цветная металлургия
6.		Машиностроение и приборостроение		
7.		1–2	1–2	машиностроение, приборостроение
8.		4,5–6	4,5–12	комплексное машиностроение
9.		10–20	10–30	тяжелое машиностроение
10.		Энергетика		
11.		6–18	6–36	энергоснабжение жилых и офисных массивов, собственных нужд котельных
12.		Газовая промышленность		
13.		1,7–4	1,7–5	собственные нужды ЛПУ и подразделений, утилизация газа
14.		4–10	4–15	газовые компрессоры, газоперекачка
15.		Производство материалов		
16.		0,5–1	0,5–1	инновационные материалы, малая химия
17.		4–12	4–24	конструкционные и отделочные материалы
18.		16–25	16–50	строительные материалы
19.		Транспорт и логистика		
20.		0,5–2,5	1–15	транспортно-логистические центры, торговые базы
21.		Лесохимический комплекс		
22.		0,5–1**	0,5–1**	лесопильная и деревообрабатывающая отрасли
23.		1–2	1–4	лесохимическая отрасль
24.		Аграрно-промышленный комплекс		
25.		1–4	1–8	птицефабрики, мясные, молочные и хлебные заводы
26.		4,5–9	4,5–18	тепличные хозяйства
27.		Переработка и утилизация отходов		
28.		0,5–1	0,5–1	переработка и утилизация отходов
29.		Легкая промышленность		
30.		0,5–2	1–2	легкая промышленность

\* На рисунке 24.

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



Муниципальное деление Свердловской области: городские округа (ГО), муниципальные образования (МО) и муниципальные районы.  
 Обозначения: 1 — Волчанский ГО, 2 — Серовский ГО, 3 — ГО Красноуральск, 4 — Верхнесалдинский ГО, 5 — ГО ЗАТО Свободный,  
 6 — ГО Нижняя Салда, 7 — МО г. Алапаевск, 8 — МО г. Ирбит, 9 — Кировградский ГО, 10 — Нижинский ГО, 11 — ГО Староутинск, 12 — ГО Верхней  
 Табы, 13 — ГО Верх-Ишимский, 14 — Новоуральский ГО, 15 — ГО Верхняя Пышма, 16 — ГО Среднеуральск, 17 — Берёзовский ГО,  
 18 — Малышевский ГО, 19 — ГО Рефтинский, 20 — Асбестовский ГО, 21 — Екатеринбургский ГО, 22 — ГО Дегтярск, 23 — МО «город Екатеринбург»,  
 24 — ГО Верхнее Дуброво, 25 — ГО Заречный, 26 — Белоярский ГО, 27 — МО «посёлок Уральский», 28 — Армавирский ГО



Рис. 24. География возникновения новых объектов малой генерации в 2015–2020 годах

### Энергетика на основе возобновляемых источников энергии

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

наличие рек большими дебитами и малыми перепадами высот по длине русла;

наличие рек с малыми дебитами и значительными перепадами высот;

наличие большого количества искусственных водоемов (прудов) с регулируемым водосбросом небольшой высоты (2–10 м);

значительная годовая неравномерность дебита рек.

Указанные факторы требуют детального обоснования использования энергии рек. В области действует лишь одна ГЭС – Верхотурская – установленной мощностью 7 МВт.

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

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

Область характеризуется достаточно неравномерным распределением ветровых потоков по территории. Данные по среднегодовой и среднемесячной скорости ветра для ряда мест на территории Свердловской области приведены в таблице 22.

Таблица 22

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

Место наблюдения	Средняя скорость ветра (м/с)
Екатеринбург	3,8
Верхотурье	3
Гари	3
Ивдель	2,5
Нижний Тагил	3,6
Гора Благодать	5,8

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

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

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

значительные капиталовложения на единицу установленной мощности (все источники альтернативной и возобновляемой энергии);

высокая обеспеченность региона привозным ископаемым топливом, отлаженность транспортных и других связей;

относительно низкий потенциал источников альтернативной энергии в регионе (солнце, ветер).

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

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

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

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

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

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

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

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

## **Раздел 5. Основные направления развития электроэнергетики Свердловской области**

### **Глава 26. Основные цели и задачи развития энергетики**

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

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

достижение целевых показателей энергокомфорта населения Свердловской области;

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

повышение конкурентоспособности экономики Свердловской области;

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

включение научно-производственного потенциала региона в технологическое развитие электроэнергетики;

минимизация затрат на энергоснабжение потребителей Свердловской области;

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

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

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

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

разработка мер по преобразованию энергетики в инфраструктуру, стимулирующую развитие региона (модернизация и замена морально устаревшего оборудования, внедрение энергетически и экономически эффективных технологий и иное);

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

разработка механизмов вовлечения научно-производственного потенциала региона в технологическое развитие электроэнергетики;

определение оптимальных границ развития систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения;

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

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

## **Глава 27. Прогноз потребления электроэнергии и мощности**

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

Прогнозный уровень электропотребления Свердловской энергосистемы на период с 2016 по 2021 годы приведен в таблице 23. Прогноз электропотребления показан на рисунке 25.

В соответствии с выполненным прогнозом в период с 2016 по 2021 год спрос на электроэнергию будет практически неизменен, отмечается разнонаправленная динамика изменения электропотребления по годам прогнозируемого периода. Существенное влияние на величину прогноза электропотребления оказало замедление темпов экономического роста, связанное с сокращением объема инвестиций в 2014–2015 годах, действия совокупности негативных факторов, таких как низкие цены на нефть, внешние экономические санкции.

В период с 2022 по 2026 год прогноз спроса на электрическую энергию в Свердловской области будет определяться направлениями развития базовых отраслей экономики (промышленности, транспорта, строительства) в соответствии со стратегическими документами Свердловской области.

### Прогноз спроса на электрическую энергию

Период	Факт	Прогноз					
	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Электропотребление, млн. кВт.ч	42940,6	42927,0	42974,0	43147,0	43221,0	43459,0	43455,0
Абсолютный прирост электропотребления (по отношению к предшествующему году), млн. кВт.ч	-878,7	-13,6	47,0	173,0	74,0	238,0	-4,0

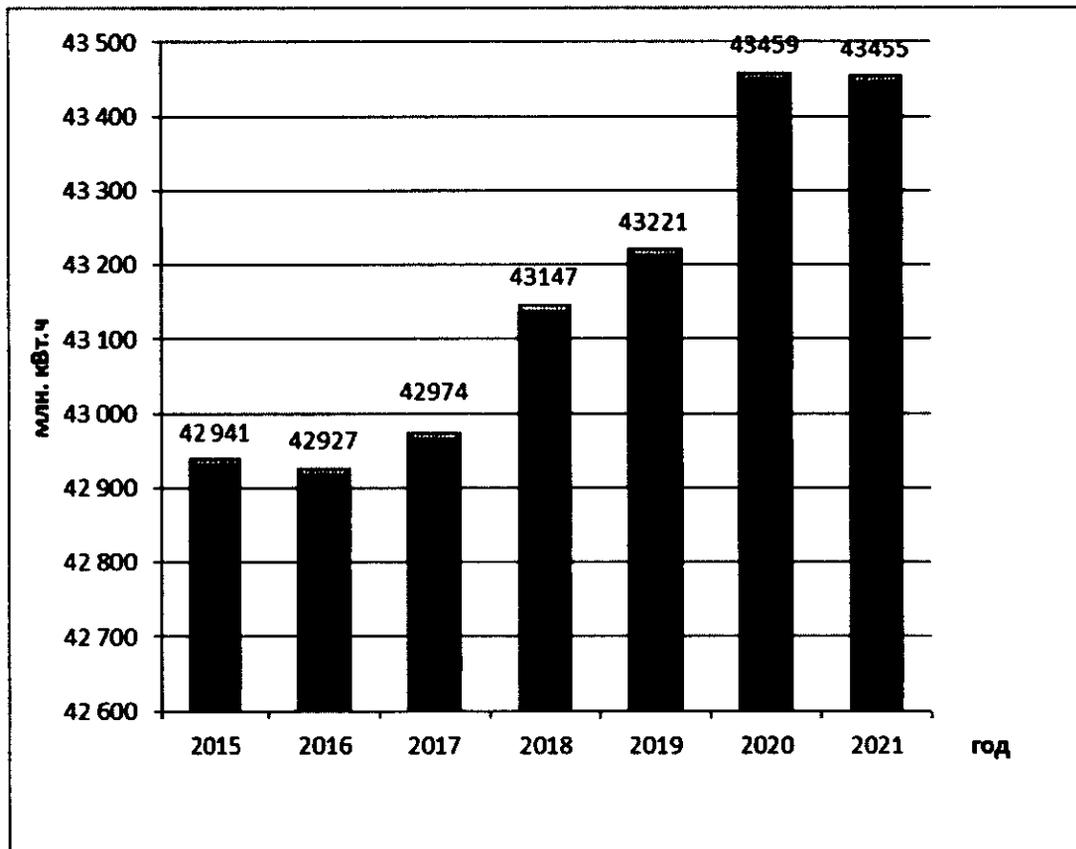


Рис. 25. Прогноз потребления электроэнергии Свердловской области на период 2015–2021 годах (млн. кВт.ч)

В соответствии с выполненным прогнозом максимумов нагрузки на период до 2021 года, максимальная нагрузка энергосистемы составит 6516 МВт, на этап 2021 года, что ниже уровня фактической нагрузки, зафиксированной в 2014 году и равной 6629 МВт. Рост нагрузки к 2021 году относительно отчетного 2015 года составит 3 процента.

Прогнозные уровни максимумов нагрузки Свердловской энергосистемы на период с 2016 по 2021 годы приведены в таблице 24. Прогноз максимумов нагрузки показан на рисунке 26.

### Прогноз максимума нагрузок по базовому варианту

Период	Факт	Прогноз					
	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Максимум потребления мощности, МВт	6323	6423	6449	6470	6481	6500	6516
Абсолютный прирост максимума потребления мощности (по отношению к предшествующему году), МВт	-306	100	26	21	11	19	16

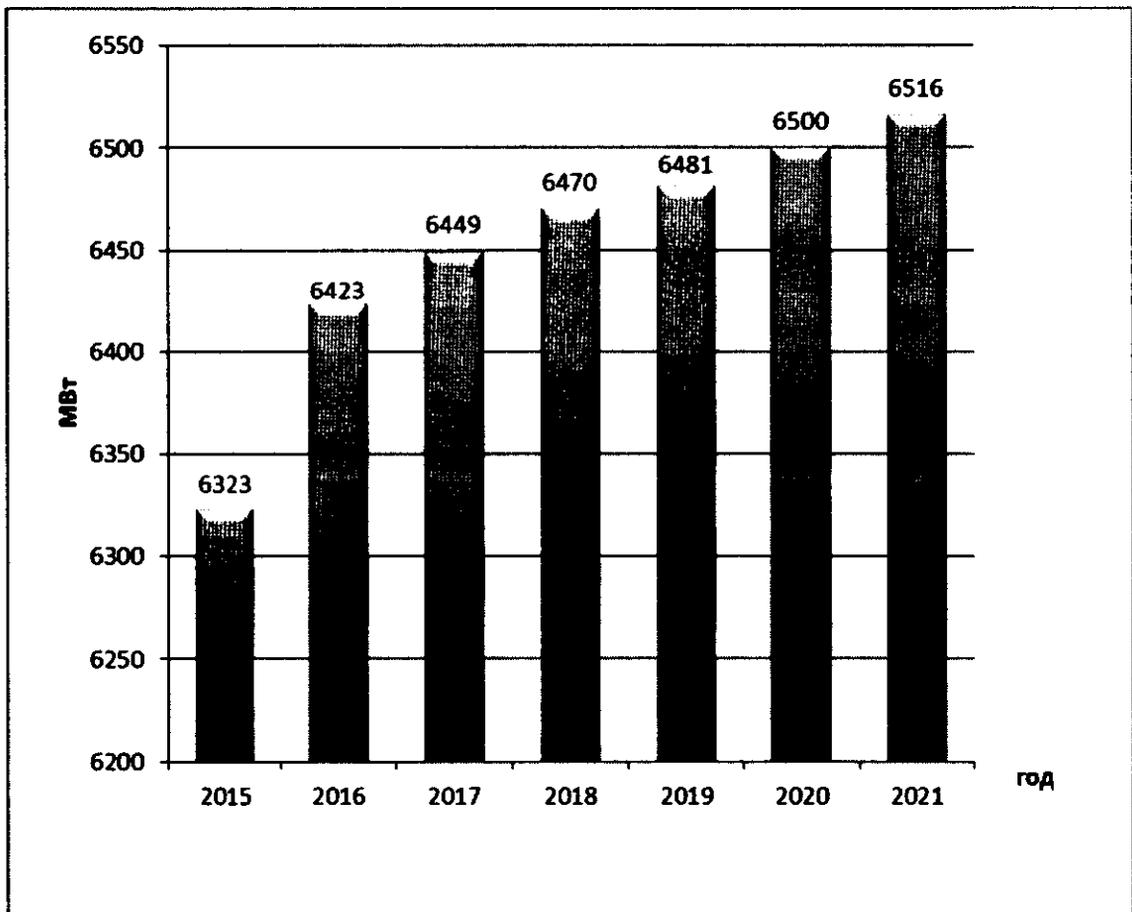


Рис. 26. Прогноз максимумов нагрузки (МВт)

## **Глава 28. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Свердловской области**

Вывод из эксплуатации генерирующих мощностей.

Объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей в период с 2016 по 2026 год сформированы на основании предложений генерирующих компаний, направленных для разработки схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016–2022 годы в ноябре-декабре 2015 года. Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования соответствуют обязательному условию, при котором вывод из эксплуатации генерирующего оборудования не приводит к:

нарушению надежного электроснабжения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, установленным нормативными правовыми актами;

нарушению устойчивости режима работы ЕЭС России;

угрозе жизни и здоровью людей и повреждению оборудования;

возможности возникновения недостатка пропускной способности электрической сети, определяемого как разность между допустимой пропускной способностью сети, установленной требованиями технических регламентов и иными обязательными требованиями, и располагаемой пропускной способностью, выраженной в единицах мощности.

На основании этого условия, с учетом предложений генерирующих компаний планируемые объемы выводимой из эксплуатации генерирующей мощности на электростанциях энергосистемы Свердловской области на 2016–2021 годы разделены на две категории: основные и дополнительные.

К основным отнесены те объемы выводимой генерации, которые соответствуют предложениям генерирующих компаний и вывод которых наиболее вероятен (информация приведена по состоянию на конец 2015 года).

К дополнительным объемам выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования отнесены предложения генерирующих компаний в соответствии с разработанными ими инновационными сценариями развития.

Планируемый объем выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования, отнесенный к основному, составляет 671 МВт. Объем выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования, отнесенный к дополнительному, составляет 287,5 МВт.

Суммарный планируемый объем выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Свердловской области в период с 2017 по 2021 год составляет 958,5 МВт (8,9 процента от величины установленной мощности).

Сводный перечень генерирующего оборудования, планируемого к выводу из эксплуатации, отнесенный к основному объему, приведен в приложении № 7. Сводный перечень генерирующего оборудования, планируемого к выводу из эксплуатации, отнесенный к дополнительному объему, приведен в приложении № 8.

Перечень генерирующего оборудования, по которому выданы заключения Министерства энергетики Российской Федерации, приведен в таблице 25.

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

№ п/п	Электростанция	Стан- цион- ный номер	$P_{уст}$ (МВт)	Год выпуска	Разрешенная дата вывода из эксплуатации (по заключению МЭ РФ)	Реквизиты письма/приказа МЭ РФ
1.	Верхнетагильская ГРЭС	7	165	1958	01.01.2016	приказ от 16.11.2015 № 863
		8	165	1961	01.01.2017	приказ от 31.12.2015 № 1072
2.	Серовская ГРЭС	5	88	1956	01.01.2016	приказ от 09.09.2013 № 539/2
		6	100	1956	01.01.2016	
		7	100	1956	01.12.2015	
		8	100	1956	01.12.2015	
3.	Екатеринбургская ГТ-ТЭЦ	1	9	2008	01.09.2016	приказ от 19.08.2014 № 542
		2	9	2008	01.09.2016	
4.	Режевская ГТ-ТЭЦ	1	9	2005	20.08.2016	приказ от 19.08.2014 № 542
		2	9	2005	20.08.2016	
5.	Среднеуральская ГРЭС	1	16	1933	17.02.2014	письмо от 16.12.2011 № АИШ-12459/10
		2	46	1936	17.02.2014	
		5	16	1932	17.02.2014	письмо от 26.12.2011 № АИШ-12838/10
6.	Нижнегуринская ГРЭС	4	15	1951	01.07.2016	приказ от 12.02.2016 № 77
		8	88	1951	01.01.2014	письмо от 16.12.2011 № АИШ-12456/10
7.	Красногорская ТЭЦ	2	17	1937	01.01.2012	письмо от 26.12.2011 № АИШ-12882/10
		9	17	1938	01.01.2012	
		1	14	1936	01.01.2014	письмо от 16.12.2011 № АИШ-12456/10
		4	14	1940	01.01.2014	
		6	25	1940	01.01.2014	
		10	20	1955	01.01.2015	письмо от 05.09.2012 № МК-8136/10
8.	Богословская ТЭЦ	1	20	1931	01.01.2014	письмо от 16.12.2011 № АИШ-12456/10
		2	20	1935	01.01.2014	
		3	10	1946	01.01.2014	
		6	33	1952	01.01.2015	письмо от 05.09.2012 № МК-8135/10
		7	41	1945	01.01.2015	
		8	6	1955	01.01.2015	
9.	Свердловская ТЭЦ	3	12	1939	01.04.2016	приказ от 16.11.2015 № 861
		5	12	1954	01.01.2015	письмо от 05.09.2012 № МК-8138/10

**Планируемые вводы генерирующего оборудования.**

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей, планируемых к сооружению до 2021 года, приведены для генерирующих объектов, строительство (реконструкция) которых осуществляется в соответствии с обязательствами, принятыми по договорам о предоставлении мощности на оптовый рынок;

Вводы новых генерирующих мощностей в энергосистеме Свердловской области до 2026 года предусматриваются в объеме до 620 МВт.

С учетом износа основных фондов электроэнергетического комплекса планируемый ввод генерирующих мощностей позволит вывести из эксплуатации неэффективное, неэкологичное оборудование. Обновление генерирующего комплекса позволит существенно повысить энергоэффективность экономики Свердловской области и снизить экологическую нагрузку на территорию.

Объем и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Свердловской области приведены в приложении № 9.

Также в рамках реализации технических условий на технологическое присоединение АО «ГТ-ТЭЦ Энерго» в городе Ревде в 2016 году планируется ввести в работу:

ПС 220 кВ Ревда с установкой двух трансформаторов мощностью 63 МВА каждый. Включение ПС 220 кВ Ревда будет выполнено путем сооружения отпаек в кабельном исполнении от ВЛ 220 кВ Метиз – Первоуральская I и II цепь;

ГТ ТЭЦ-1 в составе энергоблоков ГТУ № 1 и 2, установленной мощностью 18 МВт.

В 2017 году планируется ввести в работу энергоблоки ГТУ № 3, 4 ГТ ТЭЦ-1, установленной мощностью 18 МВт (таким образом, установленная мощность ГТ ТЭЦ-1 составит 36 МВт).

В 2017–2018 годах планируется ввести в работу ГТ ТЭЦ-2 установленной мощностью 36 МВт (4x9 МВт).

#### Изменение установленной мощности.

До 2026 года с учетом новых вводов генерирующего оборудования и выводов генерирующего оборудования, отнесенных к основному объему, установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области снизится на 51 МВт и составит 10 661,9 МВт. Изменение установленной мощности энергосистемы Свердловской области с учетом указанных критериев показано в таблице 26.

В случае вывода из эксплуатации всего запланированного объема генерирующего оборудования (с учетом дополнительных объемов) установленная мощность электростанций энергосистемы Свердловской области снизится на 338,5 МВт и составит 10 374,4 МВт. Изменение установленной мощности энергосистемы Свердловской области с учетом указанных критериев показано в таблице 27.

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

№ п/п	Электростанция	Р <sub>уст.</sub> (на 01.01.2016) (МВт)	Установленная мощность (МВт)					
			2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021– 2025 годы
1.	Верхнетагильская ГРЭС	945	945	1200	1200	1200	1200	1200
2.	Серовская ГРЭС	808	808	808	420	420	420	420
3.	Белоярская АЭС	1480	1480	1480	1480	1480	1480	1480
4.	Богословская ТЭЦ	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5
5.	Верхотурская ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
6.	Екатеринбургская ГТ–ТЭЦ	18	18	18	18	18	18	18
7.	Качканарская ТЭЦ	50	50	50	50	50	50	50
8.	Красногорская ТЭЦ	121	121	121	121	121	121	121
9.	Нижнетуринская ГРЭС	575	575	487	487	487	487	487
10.	Ново-Свердловская ТЭЦ	557	557	557	557	557	557	557
11.	Первоуральская ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
12.	Режевская ГТ–ТЭЦ	18	0	0	0	0	0	0
13.	Рефтинская ГРЭС	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800
14.	Свердловская ТЭЦ	36	24	24	24	24	24	24
15.	Синарская ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
16.	Среднеуральская ГРЭС	1656,5	1656,5	1656,5	1656,5	1656,5	1656,5	1656,5
17.	Академическая ТЭЦ	–	200	200	200	200	200	200
18.	ТЭЦ ВИЗа	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5	70,5
19.	ТЭЦ НТМК	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9
20.	ТЭЦ РТИ	6	6	6	6	6	6	6
21.	ТЭЦ ТМЗ	24	24	24	24	24	24	24
22.	ТЭЦ УВЗ	128	128	128	128	128	128	128
23.	ЦЭС ПАО «Надеждинский металлургический завод»	18	18	18	18	18	18	18
24.	МиниТЭЦ ОАО «СУМЗ»	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
25.	ТЭЦ ОАО «УЭХК»	30	30	30	30	30	30	30
26.	ТЭЦ 19	10	10	10	10	10	10	10
27.	Всего	10712,9	10882,9	11049,9	10661,9	10661,9	10661,9	10661,9
28.	в том числе:							
29.	АЭС	1480	1480	1480	1480	1480	1480	1480
30.	ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
31.	ТЭС	9225,9	9395,9	9562,9	9174,9	9174,9	9174,9	9174,9

**Изменение установленной мощности с учетом основного объема вывода генерирующего оборудования, а также с учетом дополнительных объемов ввода и вывода генерирующего оборудования**

№ п/п	Электростанция	P <sub>уст.</sub> (на 01.01.2016) (МВт)	Установленная мощность (МВт)					
			2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021– 2025 годы
1.	Верхнетагильская ГРЭС	945	945	1035	1035	1035	1035	1035
2.	Серовская ГРЭС	808	808	808	420	420	420	420
3.	Белоярская АЭС	1480	1480	1480	1480	1480	1480	1480
4.	Богословская ТЭЦ	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5	135,5
5.	Верхотурская ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
6.	Екатеринбургская ГТ-ТЭЦ	18	18	18	18	18	18	18
7.	Качканарская ТЭЦ	50	25	25	25	25	25	25
8.	Красногорская ТЭЦ	121	121	121	121	121	121	121
9.	Нижнетуринская ГРЭС	575	575	472	472	472	472	472
10.	Ново-Свердловская ТЭЦ	557	557	557	557	557	557	557
11.	Первоуральская ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
12.	Режевская ГТ-ТЭЦ	18	0	0	0	0	0	0
13.	Рефтинская ГРЭС	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800
14.	Свердловская ТЭЦ	36	12	12	12	12	12	12
15.	Синарская ТЭЦ	24	24	24	24	24	24	24
16.	Среднеуральская ГРЭС	1656,5	1656,5	1656,5	1656,5	1656,5	1656,5	1656,5
17.	Академическая ТЭЦ	–	200	200	200	200	200	200
18.	ТЭЦ ВИЗа	70,5	0	0	0	0	0	0
19.	ТЭЦ НТМК	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9	149,9
20.	ТЭЦ РТИ	6	6	6	6	6	6	6
21.	ТЭЦ ТМЗ	24	24	24	24	24	24	24
22.	ТЭЦ УВЗ	128	128	128	128	128	128	128
23.	ЦЭС ПАО «Надеждинский металлургический завод»	18	18	18	18	18	18	18
24.	МиниТЭЦ ОАО «СУМЗ»	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
25.	ТЭЦ ОАО «УЭХК»	30	30	30	30	30	30	30
26.	ТЭЦ 19 МУП «Екатеринбургэнерго»	10	10	10	10	10	10	10
27.	Всего	10712,9	10775,4	10762,4	10374,4	10374,4	10374,4	10374,4
28.	в том числе:							
29.	АЭС	1480	1480	1480	1480	1480	1480	1480
30.	ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
31.	ТЭС	9225,9	9288,4	9275,4	8887,4	8887,4	8887,4	8887,4

**Глава 29. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период**

Балансы электрической энергии и мощности по энергосистеме Свердловской области составлены для варианта развития генерирующих мощностей с выводами генерирующего оборудования по основному объему. При формировании перспективного баланса электроэнергии энергосистемы

Свердловской области потребность в производстве электроэнергии определяется с учетом прогнозных объемов электропотребления на территории региональной энергосистемы и сальдо-перетоков с соседними энергосистемами. Прогноз спроса на электроэнергию в Свердловской энергосистеме приведен в таблице 28.

Таблица 28

### Прогноз спроса на электроэнергию в Свердловской энергосистеме

Наименование показателя	2015 год отчет	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Электропотребление, млн. кВт.ч	42 940,6	42 927,0	42 974,0	43 147,0	43 221,0	43 459,0	43 455,0
Производство, млн. кВт.ч	46 884,6	49 854,0	50 410,0	48 379,0	48 045,0	48 768,0	49 153,0
в том числе:							
АЭС	4577,8	7770,0	10 340,0	10 370,0	10 300,0	10 540,0	10 510,0
ГЭС	30,7	21,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
ТЭС	42 276,1	42 063,0	40 051,2	37 990,0	37 726,0	38 209,0	38 624,0
Перетоки, млн. кВт.ч	-3944,0	-6927,0	-7436,0	-5232,0	-4824,0	-5309,0	-5698,0

Прогнозный баланс мощности по Свердловской энергосистеме приведен в таблице 29.

Таблица 29

### Прогнозный баланс мощности по Свердловской энергосистеме

Наименование показателя	2015 год отчет	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Собственный максимум, МВт	6323,0	6423,0	6449,0	6470,0	6481,0	6500,0	6516,0
Покрытие (установленная мощность), МВт	10712,9	10 882,9	11 049,9	10 661,9	10 661,9	10 661,9	10 661,9
в том числе:							
АЭС	1480	1480	1480	1480	1480	1480	1480
ГЭС	7	7	7	7	7	7	7
ТЭС	9225,9	9395,9	9562,9	9174,9	9174,9	9174,9	9174,9

Как и до 2016 года, энергосистема Свердловской области до 2021 года останется избыточной как по мощности, так и по электроэнергии. Наличие дополнительной резервной мощности может служить базой для реализации генерирующими компаниями программ по выводу из эксплуатации неэффективного и выработавшего свой ресурс генерирующего оборудования, а также для надежного функционирования энергосистемы в условиях формирующегося конкурентного рынка мощности и электрической энергии.

## Глава 30. Развитие электрических сетей на территории Свердловской области

Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Свердловской области в период 2017–2021 годов будет связано с решением следующих задач, направленных на повышение эффективности функционирования энергосистемы:

обеспечение выдачи мощности новых и расширяемых электростанций;  
обеспечение внешнего электроснабжения новых потребителей;  
выполнение мероприятий, необходимых для исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений;

обновление электросетевого оборудования, связанное с физическим и моральным старением основных фондов и необходимостью повышения надежности электроснабжения существующих потребителей.

Предложения по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше на период 2017–2021 годов сформированы на основе: анализа существующего состояния и прогноза изменений схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации в Свердловской энергосистеме на перспективу, результатов ранее выполненных работ по развитию ЕЭС России, ОЭС Урала, энергосистемы Свердловской области, схем выдачи мощности электростанций и схем внешнего электроснабжения потребителей, работ, связанных с обоснованием необходимости сооружения электросетевых объектов, а также на основе рекомендаций и предложений Филиала ОАО «СО ЕЭС» Свердловского РДУ, филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала, филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго», АО «Облкоммунэнерго».

При определении объемов вводов объектов электросетевого хозяйства напряжением 220 кВ и выше на период до 2021 года за основу приняты материалы схемы и программы развития ЕЭС России на 2016–2022 годы.

В период 2017–2021 годов для решения поставленных задач выделяются следующие четыре основных направления развития электрических сетей 110 кВ и выше Свердловской энергосистемы:

электросетевое строительство (реконструкция), необходимое для обеспечения выдачи мощности строящихся и расширяемых электростанций;

электросетевое строительство (реконструкция), необходимое для подключения потребителей;

исключение необходимости ввода ГАО в энергорайонах, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений;

реконструкция объектов электросетевого хозяйства.

Электросетевое строительство (реконструкция), необходимое для обеспечения выдачи мощности строящихся и расширяемых электростанций.

До 2021 года планируется сооружение нескольких объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу мощности следующих

электростанций (приведены электростанции с высокой вероятностью реализации):

Академическая ТЭЦ.

Ввод в эксплуатацию в 2016 году ПГУ-200 Академической ТЭЦ предполагает следующее сетевое строительство:

строительство шлейфового захода ВЛ 110 кВ Петрищевская – Южная с отпайкой на ПС Овощная в новое КРУЭ 110 кВ ТЭЦ Академическая с образованием КВЛ 110 кВ Академическая ТЭЦ – Южная I цепь с отпайкой на ПС Овощная и КВЛ 110 кВ Академическая ТЭЦ – Петрищевская;

строительство шлейфового захода ВЛ 110 кВ Академическая – Южная с отпайкой на ПС Овощная в новое КРУЭ 110 кВ Академическая ТЭЦ с образованием КВЛ 110 кВ Академическая ТЭЦ – Южная II цепь с отпайкой на ПС Овощная и КВЛ 110 кВ Академическая ТЭЦ – Академическая.

Также для обеспечения выдачи мощности предполагается ввод в эксплуатацию новых устройств РЗА.

Верхнетагильская ГРЭС.

Ввод в эксплуатацию в 2017 году ПГУ-420 Верхнетагильской ГРЭС не предполагает дополнительного электросетевого строительства (ввод в работу АТ на связи систем шин 220/110 кВ Верхнетагильской ГРЭС выполнен в 2015 году).

Для обеспечения выдачи мощности энергоблока ПГУ-420 Верхнетагильской ГРЭС предполагается модернизация ряда существующих устройств РЗА, а также ввод в работу новых.

Развитие сетевого комплекса, связанного с технологическим присоединением новых и существующих потребителей.

В период до 2021 года намечается строительство (реконструкция) следующих электросетевых объектов:

Электроснабжение потребителей города Екатеринбурга:

строительство ПС 220 кВ Надежда с заходами ВЛ 220 и 110 кВ.

В соответствии с информацией филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Урала, направленной для разработки схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года (письмо от 24.02.2016 года № М4/6/359), ввод в работу ПС 220 кВ Надежда с заходами ВЛ 220 кВ планируется в 2018–2019 годах.

Электроснабжение новых мощностей ОАО «Уральский трубный завод»:

строительство ПС 220 кВ Уралтрубпром с ВЛ 220 кВ Емелино–Уралтрубпром 1(2).

Электроснабжение новых производственных мощностей ООО «Белокаменные копи»:

строительство ПС 110 кВ Копи с отпайкой от ВЛ 110 кВ Асбест – Знаменская.

Реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ОАО «Первоуральский новотрубный завод»:

сооружение шлейфовых заходов на ПС 220 кВ Трубная от ВЛ 220 кВ Среднеуральская ГРЭС – Первоуральская I цепь с отпайкой на ПС Трубная.

Реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Энергоресурс»:

замена на ПС 500 кВ Южная ошиновки на ВЛ 110 кВ Полевская – Южная с отпайками, выполненной проводом марки АС-95/27 на провод марки не менее АС-150 или аналогичный по ДТН.

установка на ПС 500 кВ Южная АОПО ВЛ 110 кВ Гвоздика – Южная с отпайками и ВЛ 110 кВ Полевская – Южная с отпайками с действием по каналам УПАСК на ОН ПС 110 кВ Техноград.

Реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «ПроЛайм»:

установка на ПС 220 кВ Первоуральская АОПО ВЛ 110 кВ Дидино – Первоуральская и ВЛ 110 кВ Н. Серги – Первоуральская с отпайками с действием по каналам УПАСК на ОН ПС 110 кВ Михайловская.

Реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Газпромцентрремонт»:

реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнетуринская ГРЭС – Красноуральск с отпайками со строительством отпайки до ПС 110 кВ Актай.

Выполнение мероприятий, необходимых для исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений.

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

Реконструкция объектов электросетевого хозяйства.

Реконструкция и замена токоограничивающего оборудования на ВЛ 110 кВ транзита 110 кВ Асбест – Знаменская – Сухой Лог.

При аварийном отключении из нормальной схемы электрической сети ВЛ 220 кВ Рефтинская ГРЭС – Сирень в зимний максимум нагрузок 2017–2021 годов имеет место перегрузка ВЛ 110 кВ Асбест – Знаменская, ВЛ 110 кВ 238 км – Сухой Лог на величину, превышающую АДТН указанных ВЛ. Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Асбест – Знаменская, ВЛ 110 кВ 238 км – Сухой Лог ожидается в 2020 году и составит 103 процента и 101 процент от ДДТН соответственно.

Ограничивающими элементами являются провод ВЛ 110 кВ Асбест – Знаменская, ВЛ 110 кВ 238 км – Сухой Лог и ошиновка указанных ВЛ на ПС 110 кВ 238 км, выполненные проводом АС-120. Для ликвидации перегрузки необходимо выполнить замену провода ВЛ 110 кВ и ошиновки на ПС 110 кВ 238 км на провод АС-240.

Реконструкция ПС 35 кВ Нива (надстройка 110 кВ) с реконструкцией ПС 35 кВ Полевая. Реконструкция ВЛ 35 кВ Нива – Шпагатная с переводом на 110 кВ.

В период зимних максимальных нагрузок единичное аварийное отключение Т-1 ПС 110 кВ Шпагатная приводит к перегрузке Т-2 ПС 110 кВ Шпагатная на 72 процента от  $S_{ном}$ ,  $S_{расч}=23,72$  МВА,  $S_{ном}=16$  МВА (согласно ПТЭ допустимо не более 20 минут). Для исключения перегрузки трансформатора требуется выполнить перевод нагрузки ПС 35 кВ БИЗ на питание от ПС 110 кВ Ключи, а также ввод ГАО на величину 6 МВт.

До 2021 года заявленный объем нагрузки по ТУ на ТП по заключенным договорам, подключаемый к ПС 110 кВ Шпагатная, составит 5,63 МВт. В связи с этим нагрузка ПС увеличится с 23,72 МВА до 29,32 МВА.

С учетом перспективного роста нагрузки к 2021 году единичное аварийное отключение одного из силовых трансформаторов приведет к перегрузке оставшегося в работе силового трансформатора на 83 процента от  $S_{ном}$  (согласно ПТЭ допустимо не более 10 минут). Для исключения перегрузки трансформатора требуется выполнить перевод нагрузки ПС 35 кВ БИЗ на питание от ПС 110 кВ Ключи, а также ввод ГАО на величину 11,6 МВт.

В период зимних максимальных нагрузок 2015 года единичное аварийное отключение Т-1 ПС 35 кВ Нива приводило к перегрузке Т-2 ПС 110 кВ Нива на 55 процентов от  $S_{ном}$ ,  $S_{расч}=8,7$  МВА,  $S_{ном}=5,6$  МВА (согласно ПТЭ допустимо не более 45 минут). Для исключения перегрузки требуется ввод ГАО на величину 3,1 МВт.

Для исключения ввода ГАО в рассматриваемых схемах требуется реконструкция ПС 35 кВ Нива с переводом на напряжение 110 кВ и установкой трансформаторов мощностью 2x40 МВА в 2017 году. Для присоединения ПС 110 кВ Нива к электрической сети выполняется перевод нагрузки ПС 110 кВ Шпагатная и реконструкция ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с переводом на напряжение 110 кВ и подключением ответвлением от ВЛ 110 кВ Ново-Свердловская ТЭЦ – Патруши.

Реконструкция ПС 110 кВ Горный Щит с заменой трансформаторов мощностью 2x16 МВА на трансформаторы мощностью 2x40 МВА.

В период зимних максимальных нагрузок единичное аварийное отключение Т-1 ПС 110 кВ Горный Щит приводит к перегрузке Т-2 ПС 110 кВ Горный Щит на 10,52 процента от  $S_{ном}$ ,  $S_{расч}=17,69$  МВА,  $S_{ном}=16$  МВА (допустимая аварийная перегрузка при температуре охлаждающего воздуха -10 градусов в соответствии с данными СТО-56947007-29.180.01.116-2012 составляет 60 процентов на 4–24 часа).

До 2021 года заявленный объем нагрузки по ТУ на ТП по заключенным договорам, подключаемый к ПС 110 кВ Горный Щит, составит 18,2 МВт. В связи с этим нагрузка ПС увеличится с 17,69 МВА до 26,8 МВА.

С учетом перспективного роста нагрузки к 2021 году единичное аварийное отключение одного из силовых трансформаторов приведет к перегрузке оставшегося в работе силового трансформатора на 67 процентов от  $S_{ном}$  (допустимая аварийная перегрузка при температуре охлаждающего воздуха -10 градусов в соответствии с данными СТО-56947007-29.180.01.116-2012 составляет 70 процентов на 2 часа). По данным ОАО «ЕЭСК» перевод нагрузки ПС 110 кВ Горный Щит по сети 10 кВ невозможен. Для исключения

недопустимой перегрузки трансформатора потребуется ввод ГАО на величину 10,8 МВт.

Для исключения ввода ГАО в рассматриваемых схемах требуется реконструкция ПС 110 кВ Горный Щит с заменой трансформаторов мощностью 2х16 МВА на трансформаторы мощностью 2х40 МВА.

Реконструкция ПС 110 кВ Свердловская с заменой трансформаторов 31,5 МВА и 63 МВА на трансформаторы 40 МВА.

Выполнение комплексной реконструкции ПС 110 кВ Свердловская с полной заменой оборудования 10-35-110 кВ и трансформаторов на 2х40 МВА (вместо Т-1 – 31,5 МВА, Т-2 – 63 МВА) необходимо в связи со значительным износом основного электротехнического оборудования, многократного превышения нормативных сроков эксплуатации (год ввода в эксплуатацию ПС – 1933) и несоответствием отключающей способности выключателей 110 кВ расчетным токам короткого замыкания.

Реконструкция ПС 110 кВ Свобода с установкой второго трансформатора 10 МВА.

Реконструкция ПС 110кВ Свобода с установкой второго трансформатора 10 МВА и секции КРУ 10 кВ необходима в целях приведения схемы электроснабжения потребителей, относящихся ко второй категории надежности, в соответствие с требованиями действующей нормативно-технической документации. На 01 января 2016 года нагрузка потребителей в размере 2,3 МВт присоединена к однострансформаторной ПС 110 кВ Свобода. Обеспечение второго источника питания для новых потребителей по электрическим сетям 10 кВ возможно через ЛЭП 10 кВ, отходящих от однострансформаторной ПС 110 кВ Сысерть. Загрузка Т-1 ПС 110 кВ Сысерть с учетом имеющихся договоров на технологическое присоединение достигает номинального значения. Таким образом, при проведении ремонтных работ на ПС 110 кВ Свобода токовая нагрузка Т-1 ПС 110 кВ Сысерть превысит длительно допустимую (105 процентов от номинальной) и потребует ограничения вновь присоединяемых потребителей.

Для обеспечения технологического присоединения новых и действующих потребителей к ПС 110 кВ Свобода необходима реконструкция ПС с установкой второго трансформатора и секции КРУ 10 кВ.

Реконструкция ПС 110 кВ Мирная с заменой существующего трансформатора 25 МВА на два трансформатора по 10 МВА.

В рамках реконструкции ПС 110 кВ Мирная предусматривается замена существующего трансформатора 25 МВА на два трансформатора по 10 МВА с целью приведения схемы электроснабжения потребителей, относящихся ко второй категории надежности, с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 3,6 МВт, присоединенных к однострансформаторной ПС, в соответствие с действующими нормативными требованиями. В связи с техническим состоянием электрической сети 10 кВ проведение ремонтных работ невозможно без длительного отключения потребителей. Кроме того, на ПС 110 кВ Мирная установлен Т-1 мощностью 25 МВА, загрузка которого составляет 3–7 процента от номинального значения. С учетом вышеизложенного в целях обеспечения соответствия категории надежности существующих потребителей, а также для

рационального использования установленной мощности и оптимизации общих затрат филиала ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» на реконструкцию электросетевых объектов проектом «Реконструкция ПС 110/10 кВ «Мирная» предусматривается осуществление замены существующего трансформатора 25 МВА на два трансформатора по 10 МВА, которые установлены на ПС 110 кВ Кадниковская.

Реконструкция ПС 110 кВ Тугулым с заменой трансформатора Т1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

В период зимних максимальных нагрузок единичное аварийное отключение Т-2 ПС 110 кВ Тугулым (мощностью 10 МВА) приводит к перегрузке Т-1 ПС 110 кВ Тугулым на 52 процента от  $S_{ном}$ ,  $S_{расч}=9,06$  МВА,  $S_{ном}=6,3$  МВА (согласно ПТЭ допустимо не более 45 минут). Перевод нагрузки на другие центры питания, по данным эксплуатирующей организации, невозможен. Для исключения перегрузки требуется ввод ГАО на величину 2,76 МВт.

До 2021 года заявленный объем нагрузки по ТУ на ТП по заключенным договорам, подключаемый к ПС 110 кВ Тугулым, составит 0,73 МВт. В связи с этим нагрузка ПС увеличится с 9,06 МВА до 9,45 МВА.

С учетом перспективного роста нагрузки к 2021 году единичное аварийное отключение Т2 мощностью 10 МВА приведет к перегрузке оставшегося в работе силового Т1 мощностью 6,3 МВА на 50 процентов от  $S_{ном}$  (согласно ПТЭ допустимо не более 45 минут). Для исключения недопустимой перегрузки трансформатора потребуется ввод ГАО на величину 3,15 МВт.

Для исключения ввода ГАО необходимо выполнить замену на ПС 110 кВ Тугулым существующего трансформатора мощностью Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

Реконструкция ПС 110 кВ Полевская с заменой двух трансформаторов мощностью 15 МВА и одного трансформатора мощностью 16 МВА на трансформаторы 2x40 МВА.

Комплексная реконструкция ПС 110 кВ Полевская с заменой существующих Т-1, 2, 3 на новые Т-1, 2 мощностью 2x40 МВА выполняется в связи со значительным износом основного электротехнического оборудования, срок эксплуатации которого многократно превышает нормативные сроки (год ввода в эксплуатацию ПС – 1934), несоответствием отключающей способности выключателей 110 кВ расчетным токам короткого замыкания, необходимостью присоединения потребителей с максимальной нагрузкой, достигающей 30 МВт (по заключенным договорам на технологическое присоединение).

Реконструкция ПС 110 кВ Марковская с заменой трансформаторов мощностью 2x25 МВА на трансформаторы мощностью 2x40 МВА.

В период зимних максимальных нагрузок единичное аварийное отключение Т-1(2) ПС 110 кВ Марковская не приводит к необходимости ввода ГАО с учетом выполнения режимных мероприятий.

До 2021 года заявленный объем нагрузки по ТУ на ТП по заключенным договорам, подключаемый к ПС 110 кВ Марковская, составит 11,71 МВт. В связи с этим нагрузка ПС увеличится с 30,2 МВА до 39,27 МВА.

С учетом перспективного роста нагрузки в 2021 году единичное аварийное отключение одного из силовых трансформаторов приведет к перегрузке оставшегося в работе силового трансформатора на 41 процентов от  $S_{ном}$  (согласно ПТЭ допустимо не более 80 минут). Для исключения недопустимой перегрузки трансформатора потребуется ввод ГАО на величину 5 МВт.

Для исключения ввода ГАО необходимо выполнить замену на ПС 110 кВ Марковская существующих трансформаторов мощностью 2x25 МВА на трансформаторы мощностью 2x40 МВА с приведением оборудования ПС в соответствие трансформаторной мощности.

Реконструкция ПС 110 кВ Кадниковская с заменой трансформаторов мощностью 2x10 МВА на трансформаторы мощностью 2x25 МВА.

В период зимних максимальных нагрузок единичное аварийное отключение Т-1(2) ПС 110 кВ Кадниковская не приводит к необходимости ввода ГАО.

До 2021 года заявленный объем нагрузки по ТУ на ТП по заключенным договорам, подключаемый к ПС 110 кВ Кадниковская, составит 14,79 МВт. В связи с этим нагрузка ПС увеличится с 9,88 МВА до 18,14 МВА.

С учетом перспективного роста нагрузки к 2021 году единичное аварийное отключение одного из силовых трансформаторов приведет к перегрузке оставшегося в работе силового трансформатора на 81 процент от  $S_{ном}$  (согласно ПТЭ допустимо не более 10 минут). Перевод нагрузки на другие центры питания по данным эксплуатирующей организации невозможен. Для исключения недопустимой перегрузки трансформатора потребуется ввод ГАО на величину 8,14 МВт.

Для исключения ввода ГАО необходимо выполнить замену на ПС 110 кВ Кадниковская существующих трансформаторов мощностью 2x10 МВА на трансформаторы мощностью 2x25 МВА с приведением оборудования ПС в соответствие с трансформаторной мощностью.

Реконструкция ПС 110 кВ Среднеуральская с заменой трансформаторов мощностью 2x10 МВА на трансформаторы мощностью 2x16 МВА.

В период зимних максимальных нагрузок единичное аварийное отключение Т-1(2) ПС 110 кВ Среднеуральская не приводит к необходимости ввода ГАО.

До 2021 года заявленный объем нагрузки по ТУ на ТП по заключенным договорам, подключаемый к ПС 110 кВ Среднеуральская, составит 5,6 МВт. В связи с этим нагрузка ПС увеличится с 10,78 МВА до 14,6 МВА.

С учетом перспективного роста нагрузки к 2021 году единичное аварийное отключение одного из силовых трансформаторов приведет к перегрузке оставшегося в работе силового трансформатора на 46 процентов от  $S_{ном}$  (согласно ПТЭ допустимо не более 45 минут). Перевод нагрузки на другие центры питания по данным эксплуатирующей организации невозможен. Для исключения недопустимой перегрузки трансформатора потребуется ввод ГАО на величину 4,6 МВт.

Для исключения ввода ГАО необходимо выполнить замену на ПС 110 кВ Среднеуральская существующих трансформаторов мощностью 2x10 МВА на трансформаторы мощностью 2x16 МВА с приведением оборудования ПС в соответствие трансформаторной мощности.

Реконструкция ПС 35 кВ Верхняя Сысерть с установкой второго трансформатора мощностью 2х16 МВА.

В период зимних максимальных нагрузок:

единичное аварийное отключение ВЛ 35 кВ Полевская – Верхняя Сысерть приводит к перегрузке ВЛ 35 кВ Верхняя Сысерть – Гидромаш на 55 процентов от Идтн,  $I_{расч}=233$  А,  $I_{дтн}=150$  А (ограничивающий элемент – ТТ на ПС 110 кВ Гидромаш);

единичное аварийное отключение ВЛ 35 кВ Верхняя Сысерть – Гидромаш приводит к перегрузке ВЛ 35 кВ Полевская – Верхняя Сысерть на 58 процентов от Идтн,  $I_{расч}=316$  А,  $I_{дтн}=200$  А (ограничивающий элемент – ТТ на ПС 110 кВ Полевская), при этом наблюдается недопустимое снижение напряжения на ПС 35 кВ Щелкун;

единичное аварийное отключение ВЛ 35 кВ Полевская – Верхняя Сысерть приводит к перегрузке Т-1 ПС 110 кВ Гидромаш на 29 процентов от Ином,  $I_{расч}=104$  А,  $I_{ном}=80$  А (согласно ПТЭ допустимо не более 120 минут);

единичное аварийное отключение ВЛ 35 кВ Верхняя Сысерть – Гидромаш приводит к перегрузке Т-1(Т-2) ПС 110 кВ Полевская на 32 процента от Ином,  $I_{расч} = 106$  А,  $I_{ном} = 80$  А (согласно ПТЭ допустимо не более 80 минут), при этом наблюдается недопустимое снижение напряжения на ПС 35 кВ Щелкун.

Перевод нагрузки на другие центры питания, по данным эксплуатирующей организации, невозможен. Для исключения перегрузки требуется ввод ГАО на величину 4 МВт.

На ПС 35 кВ Верхняя Сысерть и ПС 35 кВ Щелкун заключены договоры на технологическое присоединение электроустановок потребителей до 2020 года на суммарную максимальную мощность 8 МВт, что приведет к дополнительной загрузке вышеуказанных электросетевых элементов и ухудшению параметров режима в части уровней напряжений на шинах 35 кВ ПС 35 кВ Щелкун и ПС 35 кВ Верхняя Сысерть.

Для исключения ввода ГАО необходимо выполнить перевод ПС 110 кВ Верхняя Сысерть на класс напряжения 110 кВ с установкой трансформаторов мощностью 2х16 МВА.

Реконструкция ПС 110 кВ Керамик с заменой трансформаторов мощностью 2х10 МВА на трансформаторы мощностью 2х16 МВА.

В период зимних максимальных нагрузок единичное аварийное отключение Т-1 ПС 110 кВ Керамик приводит к перегрузке Т-2 ПС 110 кВ Керамик на 22,11 процента от  $S_{ном}$ ,  $S_{расч}=12,11$  МВА,  $S_{ном}=10$  МВА (допустимая аварийная перегрузка при температуре охлаждающего воздуха -10 градусов в соответствии с данными СТО-56947007-29 180.01.116-2012 составляет 40 процентов на 4–24 часа).

До 2021 года заявленный объем нагрузки по ТУ на ТП по заключенным договорам, подключаемый к ПС 110 кВ Керамик, составит 2,84 МВт. В связи с этим нагрузка ПС 110 кВ Керамик увеличится с 12,11 МВА до 13,44 МВА.

С учетом перспективного роста нагрузки в период зимних максимальных нагрузок 2021 года единичное аварийное отключение Т-1 ПС 110 кВ Керамик

приведет к перегрузке Т-2 ПС 110 кВ Керамик на 33,44 процента,  $S_{расч}=13,44$  МВА,  $S_{ном}=10$  МВА.

Для исключения перегрузки трансформатора на время послеаварийного режима в связи с невозможностью по данным ОАО «ЕЭСК» перевода нагрузки по сети 10 кВ на другие центры питания требуется ввод ГАО на величину 3,44 МВА.

Для исключения ввода ГАО в рассматриваемых схемах требуется реконструкция ПС 110 кВ Керамик с заменой трансформаторов мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА.

Реконструкция ПС 110 кВ Алмазная с заменой трансформаторов мощностью 2х6,3 МВА на трансформаторы мощностью 2х25 МВА.

В период зимних максимальных нагрузок 2015 года единичное аварийное отключение Т-1 ПС 110 кВ Алмазная приводит к перегрузке Т-2 ПС 110 кВ Алмазная на 32,38 процента от  $S_{ном}$ ,  $S_{расч}=8,34$  МВА,  $S_{ном}=6,3$  МВА (допустимая аварийная перегрузка при температуре охлаждающего воздуха -10 градусов в соответствии с данными СТО-56947007-29 180.01.116-2012 составляет 60 процентов на 4–24 часа).

До 2021 года заявленный объем нагрузки по ТУ на ТП по заключенным договорам, подключаемый к ПС 110 кВ Алмазная, составит 15,63 МВт. В связи с этим нагрузка ПС 110 кВ Алмазная увеличится с 8,34 МВА до 16,74 МВА.

С учетом перспективного роста нагрузки в период зимних максимальных нагрузок 2021 года единичное аварийное отключение Т-1 ПС 110 кВ Алмазная приведет к перегрузке Т-2 ПС 110 кВ Алмазная на 164,2 процента от  $S_{ном}$ ,  $S_{расч}=16,64$  МВА,  $S_{ном}=6,3$  МВА.

Для исключения перегрузки трансформатора на время послеаварийного режима в связи с невозможностью по данным ОАО «ЕЭСК» перевода нагрузки по сети 10 кВ на другие центры питания потребуется ввод ГАО на величину 8,93 МВт.

Для исключения ввода ГАО в рассматриваемых схемах требуется реконструкция ПС 110 кВ Алмазная с заменой трансформаторов мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА.

Полный перечень мероприятий, в том числе связанных с повышением надежности существующих потребителей, а также работы по реконструкции объектов электросетевого хозяйства, связанные с технологическим присоединением новых потребителей приведены в сводном перечне объектов реконструкции и нового строительства, необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области, в приложении № 12.

### **Глава 31. Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период с выделением крупных потребителей**

**Прогноз тепловой нагрузки города Екатеринбурга.**

Рост жилого фонда города Екатеринбурга приведет к существенному увеличению нагрузки на систему теплоснабжения города Екатеринбурга. Суммарный расчетный прирост тепловой нагрузки потребителей до 2025 года составит 962,1 Гкал/ч (рисунок 27). С учетом исполнения требований приказа

Министерства регионального развития Российской Федерации от 28.05.2010 № 262 «О требованиях энергетической эффективности зданий, строений, сооружений» прирост тепловой нагрузки потребителей до 2025 года прогнозируется на уровне 726,5 Гкал/ч.

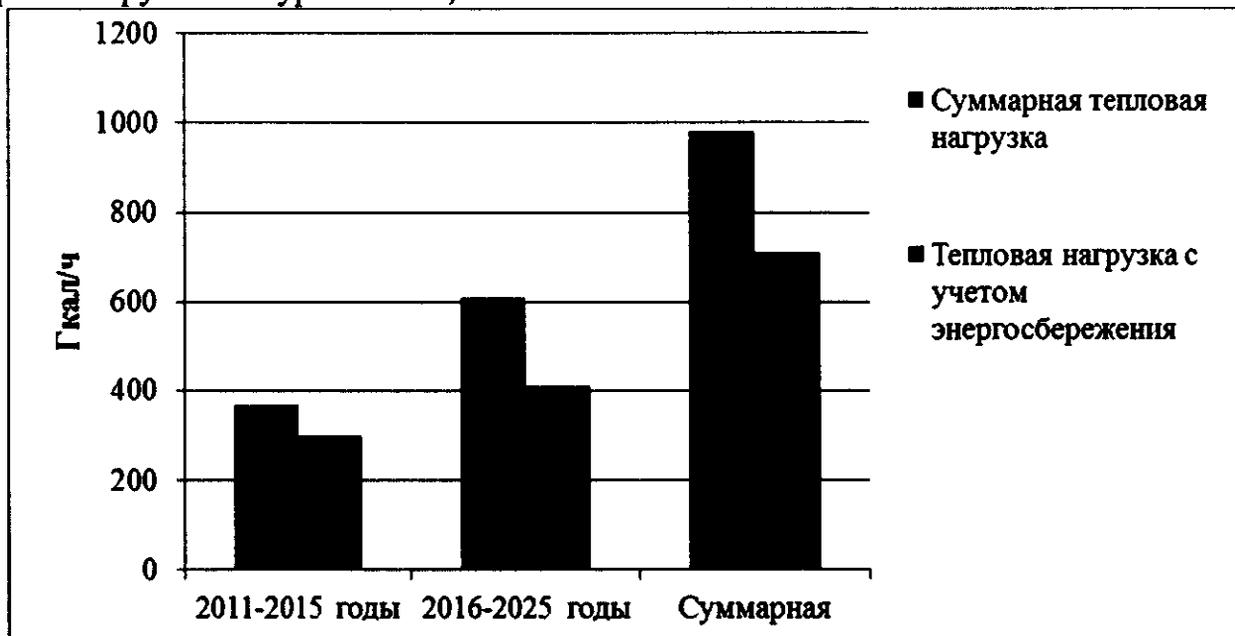


Рис. 27. Прирост тепловой нагрузки жилого фонда города Екатеринбурга до 2025 года

Наибольший прирост теплоснабжения ожидается в районах Орджоникидзевский, ВИЗ-Правобережный и юг центра, в том числе в микрорайоне «Академический» и районе УрФУ. Намечается также развитие города Екатеринбурга в северо-восточной части (Уралмаш, Эльмаш) и города Верхняя Пышма.

В целях обеспечения ожидаемого роста теплоснабжения жилого фонда в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» разработана схема теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург» до 2030 года, которая утверждена приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 10.01.2014 № 4 «Об утверждении схемы теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург» до 2030 года».

Определение величины перспективной тепловой нагрузки в разрезе крупных потребителей.

Екатеринбургский узел характеризуется высокой долей коммунального потребления. Перспективное развитие в узле в основном связано с интенсивным жилищным строительством в зоне городской застройки, а также освоением новых крупных планировочных районов.

В общем виде концепция развития города отражена в Генеральном плане развития муниципального образования «город Екатеринбург» на период до 2025 года.

Основные положения Генерального плана развития муниципального образования «город Екатеринбург» на период до 2025 года, утвержденного решением Екатеринбургской городской Думы от 06.07.2004 № 60/1 «Об утверждении Генерального плана развития муниципального образования «город Екатеринбург» на период до 2025 года», 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:

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

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

вновь вводимые здания имеют гораздо меньшее теплопотребление. С учетом этих обстоятельств возникновение локальных дефицитов и ограничений по пропускной способности сетей можно сократить ускорением процессов энергосбережения в районах ожидаемого дефицита.

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

По состоянию на 01 января 2016 года:

суммарная величина тепловой нагрузки подключенных потребителей к системе централизованного теплоснабжения (СЦТ) города Екатеринбурга составляла 4408 Гкал/ч;

установленная мощность источников в СЦТ – 5853 Гкал/ч;

располагаемая мощность в СЦТ – 5075 Гкал/ч.

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

## **Глава 32. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области**

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

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

оптимизация сложившихся зон теплоснабжения в целях минимизации программы мероприятий по новому строительству (изменение режимов работы тепловых сетей и источников);

закрытие низкоэффективных котельных;

возможность работы низкоэффективных котельных в «пиковом» режиме;

внедрение энергосберегающих мероприятий;

перевод потребителей с открытой схемы подключения на закрытую.

Федеральный закон от 07 декабря 2011 года № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» предполагает до 01 января 2022 года повсеместный переход теплоснабжения на закрытую схему при проектировании новых тепловых сетей и реконструкции существующих. Реализация перехода на закрытую схему – задача муниципалитетов.

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

Основной из задач при разработке вариантов развития системы теплоснабжения с 2015 по 2021 год является обеспечение постепенного перехода на закрытую схему теплоснабжения в увязке с режимами работы всей системы. Переход на закрытую схему присоединения потребителей ГВС существенно влияет на расход теплоносителя в обратной линии. Так как изначально работа централизованной зоны базировалась на дальнем транспорте от СУГРЭС с температурным графиком отпуска тепла 170/70°C и организации подмесов из обратной линии трубопроводов для снижения температурного уровня в подающей магистрали, переход на закрытую схему теплоснабжения потребовал разработки принципиально новых режимов работы системы.

Ввиду сложной организации системы теплоснабжения централизованной зоны в первую очередь (2015–2016 годы) на закрытую схему теплоснабжения предлагается переводить районы, не оказывающие принципиального влияния на режимы работы системы теплоснабжения, обеспечивающей центр города. Основными критериями при выборе первоочередных районов являлись: отдаленное территориальное расположение относительно центральной части города, непосредственная близость к источникам тепла, возможность выделения зон действия или отдельных выводов. К таким районам относятся: Эльмаш (зона № 1 на рисунке 28), Уралмаш (зона № 1 на рисунке 28), Сортировочный (зона № 2 на рисунке 28). Перевод потребителей данных районов с одновременным выделением зоны действия ТЭЦ Фронтových бригад на район Эльмаш, зоны действия вывода Свердловской ТЭЦ на район Уралмаш, зоны действия вывода М-6 Свердловской ТЭЦ на район Сортировочный не окажут значительного влияния на режимы работы центральной части города. На третьем

этапе в 2017 году на закрытую схему предлагается перевести потребителей в зоне действия Гурзуфской котельной, Академической ТЭЦ (Юго-Западный район) и часть района юг Центра (зона № 3 на рисунке 28). В 2018 году на закрытую схему питания переводятся потребители зоны действия Ново-Свердловской ТЭЦ (район Втузгородок и город Березовский, зона № 4 на рисунке 28). Решив задачу перевода на закрытую схему отдаленных относительно центра города районов, разрабатывались решения по переводу центральных районов города. На пятом этапе в 2018 году переводится на закрытую схему подключения часть района Центрального и город Верхняя Пышма (зона № 5 на рисунке 28).

Начиная с 2020 года развитие системы теплоснабжения города Екатеринбурга рассматривается в двух вариантах. Разработанные варианты развития системы теплоснабжения принципиально отличаются зоной действия СУГРЭС. При переводе на закрытую схему потребителей центральных районов и переходе СУГРЭС на температурный график отпуска тепла 150/70°C значительно возрастает расход сетевой воды. Для покрытия СУГРЭС существующей тепловой нагрузки в 1100–1200 Гкал/ч необходимо обеспечить транспорт теплоносителя по существующим магистралям в объеме 15000 т/ч. Очевидно, что для этого потребуется принципиальная реконструкция системы транспорта, включая строительство обратных трубопроводов тепломагистралей (около 16 км), увеличение диаметров существующих магистралей (около 14 км). Учитывая пропускную способность существующей транспортной системы СУГРЭС, разработаны 2 варианта зон действия источников:

1 вариант: покрытие СУГРЭС зоны в 870 Гкал/ч с учетом строительства новой насосной станции на Серовском тракте;

2 вариант: покрытие СУГРЭС зоны в 682 Гкал/ч с учетом строительства нового вывода и реконструкции вывода с увеличением диаметра от Свердловской ТЭЦ.

В 2020 году одновременно с ограничением зоны действия СУГРЭС предлагается перевести на закрытую схему основную часть Центрального планировочного района, а также зону потребителей ТЭЦ УМП (зона № 6 на рисунке 28). В 2021 году предлагается перевести на закрытую схему потребителей в зоне действия Ново-Свердловской ТЭЦ (часть Центрального ПР и часть ПР юг Центра, зона № 7 на рисунке 28).

Этапы перевода зон теплоснабжения представлены на принципиальной схеме на рисунке 28.

Величина переводимой нагрузки потребителей ГВС с открытой на закрытую схему по этапам № 1–7:

этап № 1 –  $Q_{\text{ГВС}}$  64,8 Гкал/ч;

этап № 2 –  $Q_{\text{ГВС}}$  56,5 Гкал/ч;

этап № 3 –  $Q_{\text{ГВС}}$  58,5 Гкал/ч;

этап № 4 –  $Q_{\text{ГВС}}$  54,4 Гкал/ч;

этап № 5 –  $Q_{\text{ГВС}}$  53,4 Гкал/ч;

этап № 6 –  $Q_{\text{ГВС}}$  52,0 Гкал/ч;

этап № 7 –  $Q_{\text{ГВС}}$  52,0 Гкал/ч.

Таким образом, к 2021 году были определены границы зон действия источников в двух вариантах.

Принципиальное значение на изменение зон действия источников оказали значительные приросты тепловых нагрузок до 2030 года в следующих районах:

ПР «Академический», ПР «Ширококореченский» в зоне действия котельной «Академэнерго» и ТЭЦ «Академическая»;

ПР «УРФУ», ПР «Кольцовский» в зоне действия Новосвердловской ТЭЦ;

ЖР «Молебка», ЖР «Антенные поля», ЖР «Эльмаш» в зоне действия СУГРЭС;

ПР «ВИЗ – Правобережный» в зоне действия СУГРЭС; ПР «ВИЗ – Правобережный» в зоне действия ТЭЦ ОАО УМП.

Также при формировании перспективных зон действия источников рассматривалась возможность переключения потребителей котельных на источники с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии. Целесообразность переключений определялась наличием резервных теплофикационных мощностей на близлежащей ТЭЦ, капитальными затратами на строительство тепловых сетей.

Принципиальные решения по зонированию системы теплоснабжения города Екатеринбурга на период до 2025 года относительно существующего положения представлены в таблице 30.

Мероприятия по перекладкам и новому строительству тепловых сетей, запланированные в перспективе до 2025 года на территории города Екатеринбурга, отмечены на рисунке 29.

Таблица 30

### Принципиальные решения по зонированию системы теплоснабжения на период до 2025 года

№ строки	Принципиальные решения по зонам действия источников	Подключаемая зона
1	2	3
1.	Принципиальные решения по варианту № 1	
2.	Покрытие СУГРЭС зоны в 872 Гкал/ч с учетом строительства новой насосной станции на магистрали № 40 «Серовский тракт»	СУГРЭС и Свердловская ТЭЦ работают в совместном режиме, обеспечивая теплом потребителей ПР «Центральный»
3.	Переключение нагрузок потребителей тепла от котельных на источники теплоснабжения централизованной зоны	потребители тепла от котельных: № 4, 10, 11 переключаются на Свердловскую ТЭЦ через М-6
4.	Принципиальные решения по варианту № 2	
5.	Переключение зоны СУГРЭС от тепловой камеры 41-00 со стороны Серовского тракта на Свердловскую ТЭЦ с учетом перекладки и строительства тепловых сетей от павильона 06-П2 до тепловой камеры 06-39	от тепловой камеры 41-00 в сторону М-29, М-30, М-8, М-9, М-21
6.	Переключение магистрали № 6 со Свердловской ТЭЦ на СУГРЭС	от тепловой камеры 06-32 до конца
7.	Переключение нагрузок потребителей	потребители тепла от котельных

1	2	3
	тепла от котельных на источники теплоснабжения централизованной зоны	№ 4, 10, 11 переключаются на СУГРЭС через М-6
8.	Принципиальные решения для вариантов № 1 и 2	
9.	Переключение зоны СУГРЭС по магистрали № 1 на Свердловскую ТЭЦ со строительством нового вывода от Свердловской ТЭЦ до тепловой камеры 01-213	от тепловой камеры 01-193 в сторону У-2 до конца; от тепловой камеры 01-194 в сторону М-2 до конца
10.	Переключение магистрали № 42 на ТЭЦ «Академическая»	централизованная зона по М-25, М-26, квартал 24-07 через М-42
11.	Перевод нагрузки потребителей тепла микрорайона «УНЦ» с ТЭЦ-19 на ТЭЦ «Академическая»	микрорайон «УНЦ»
12.	Перевод нагрузки потребителей тепла по М-4, М-17, М-18 ЖР «Эльмаш» на ТЭЦ «Фронтных бригад, 18»	централизованная зона по М-4, М-17, М-18
13.	Вывод из пикового режима Кировской котельной с выделением собственной зоны	переключение нагрузок потребителей тепла ЖР «Комсомольский» на Кировскую котельную
14.	Определение выделенных зон действия: Гурзуфская котельная, Кировская котельная, ТЭЦ «Фронтных бригад, 18», ТЭЦ ОАО «УМП», ТЭЦ «Академическая», Ново-Свердловская ТЭЦ	
15.	Переключение нагрузок потребителей тепла от котельных на источники теплоснабжения централизованной зоны	потребители тепла от котельных: Летчиков, 35; Ереванская, 35; Пилотная, 17; ООО «Фасст» – переключаются на Свердловскую ТЭЦ; Первомайская, 71; Первомайская, 99в; Студенческая, 16; Газпромнефть-Урал (Сибирский тракт, 24, 22); Розы Люксембург, 676; Куйбышева, 173 – переключаются на Ново-Свердловскую ТЭЦ; Малый Конный полуостров, 11а, переключение на ТЭЦ ОАО «УМП»; Стачек, 29, на ТЭЦ «Фронтных бригад, 18»
16.	Строительство нового вывода ТЭЦ «Академическая»	подключение новой застройки ПР «Академический», многоэтажной застройки ПР «Широкореченский»
17.	Строительство нового вывода от ТЭЦ ОАО «УМП»	подключение новой застройки ПР «ВИЗ-Правобережный»
18.	Строительство нового вывода от Ново-Свердловской ТЭЦ	подключение новой застройки ПР «Университетский», «Кольцовский»
19.	Подключение новых районов к СУГРЭС по существующим тепловым сетям	подключение новой застройки ЖР «Молебка», «Эльмаш», «Антенные поля»

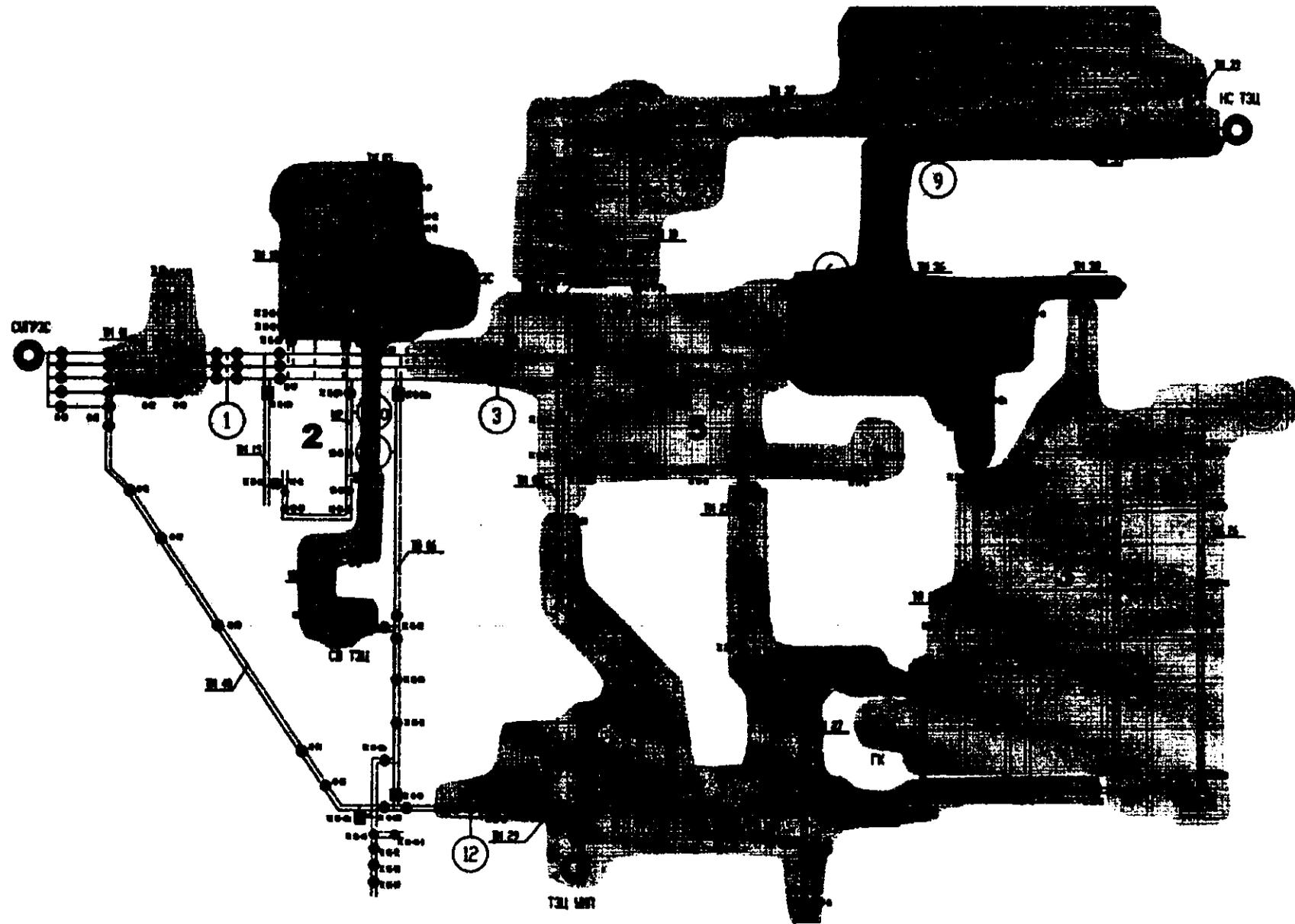


Рис. 28. Этапность перевода системы теплоснабжения города Екатеринбурга на закрытую схему



Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения муниципального образования город Алапаевск.

В схеме теплоснабжения рассмотрены два варианта реконструкции источников тепловой энергии муниципального образования город Алапаевск.

Вариант № 1.

Планируется:

отключение потребителей котельной «Станкозавода» с переключением их на три новые блочно-модульные газовые котельные («Новая М. Горького» 13 МВт, «Новая Рабочий городок» 18 МВт, «Новая Станкозавод» 10 МВт) и переводом на индивидуальное газовое отопление (Деревянный поселок);

вывод из эксплуатации трех твердотопливных котельных (ЦГБ; по ул. Толмачева, 22; по ул. Колногорова, 111) с переключением их потребителей и части перспективных объектов на новую газовую БМК «Новая ЦГБ» 8 МВт;

строительство новой газовой БМК «Новая Северная» 4,5 МВт для теплоснабжения района перспективной застройки в северной части города;

вывод из эксплуатации двух твердотопливных котельных (по ул. Перминова, 51; МДОУ № 18) с переключением их потребителей на новую газовую БМК 2 МВт «Новая по ул. Перминова» (в районе бани);

отключение потребителей от двух котельных (газовая котельная ООО «Первая лесопромышленная компания»; угольная котельная по ул. Горняков) с переключением их на новую газовую БМК 4,5 МВт «Новая по ул. Горняков» с закрытием угольной котельной по ул. Горняков;

вывод из эксплуатации котельной «Режевское ДРСУ» с переключением ее потребителей на новую газовую БМК 1 МВт «Новая Режевское ДРСУ» в районе ул. 3. Космодемьянской с учетом перспективного строительства в данном районе (на данный момент информация по новым потребителям отсутствует);

вывод из эксплуатации четырех твердотопливных котельных в пос. Нейво-Шайтанский (Школьная, Клубная, Центральная, ГРП) с переключением их потребителей на новую газовую БМК 3 МВт «Новая Школьная, пос. Нейво-Шайтанский» и частично на индивидуальное газовое отопление;

вывод из эксплуатации твердотопливной котельной «Центральная» в пос. Асбестовский с переключением ее потребителей на новую газовую БМК 4,5 МВт «Новая Центральная, пос. Асбестовский»;

вывод из эксплуатации двух твердотопливных котельных (№ 3 (Новостройка), № 4 (по ул. Октябрьской)) в пос. Зыряновский с переключением их потребителей на новую газовую БМК 3 МВт «Новая ул. Октябрьская, пос. Зыряновский» и частично на индивидуальное газовое отопление;

вывод из эксплуатации электрической котельной по ул. Герцена, 77а, с переводом отапливаемого жилого дома на индивидуальное газовое отопление;

строительство 14,173 км новых тепловых сетей для подключения новых потребителей к тепловым сетям и объединения сетей при отключении котельных;

реконструкция магистральных и квартальных тепловых сетей в объеме 10,957 км с целью улучшения гидравлического режима и замены ветхих и аварийных сетей;

гидравлическая наладка тепловых сетей.

Вариант № 2.

Планируется:

отключение потребителей от котельной «Станкозавод» в районе рабочего городка (с переключением их на новую газовую БМК «Новая Рабочий городок» 18 МВт) и в районе деревянного поселка (перевод на индивидуальное газовое отопление);

вывод из эксплуатации твердотопливной котельной ЦГБ с переключением ее потребителей на новую газовую БМК «Новая ЦГБ» 8 МВт (с подключением потребителей района перспективной застройки);

модернизация твердотопливной котельной по ул. Колногорова, 111 и вывод из эксплуатации котельной по ул. Толмачева, 22 с переключением ее потребителей на котельную по ул. Колногорова, 111;

вывод из эксплуатации двух твердотопливных котельных (по ул. Перминова, 51; МДОУ № 18) с переключением их потребителей на новую газовую БМК «Новая по ул. Перминова» 2 МВт (в районе бани);

отключение потребителей от двух котельных (газовая котельная ООО «Первая лесопромышленная компания»; угольная котельная по ул. Горняков) с переключением их на новую газовую БМК «Новая по ул. Горняков» 4,5 МВт с закрытием угольной котельной по ул. Горняков;

вывод из эксплуатации котельной «Режевское ДРСУ» с переключением ее потребителей на новую газовую БМК 1 МВт «Новая Режевское ДРСУ» 1 МВт в районе ул. 3. Космодемьянской с учетом перспективного строительства в данном районе (на данный момент информация по новым потребителям отсутствует);

вывод из эксплуатации четырех твердотопливных котельных в пос. Нейво-Шайтанский (Школьная; Клубная; Центральная; ГРП) с переключением их потребителей на новую газовую БМК «Новая Школьная, пос. Нейво-Шайтанский» 3 МВт и частично на индивидуальное газовое отопление;

вывод из эксплуатации твердотопливной котельной «Центральная» в пос. Асбестовский с переключением ее потребителей на новую газовую БМК «Новая Центральная, пос. Асбестовский» 4,5 МВт;

модернизация твердотопливной котельной № 3 (Новостройки) в пос. Зыряновский с частичным переводом ее потребителей на индивидуальное газовое отопление;

модернизация твердотопливной котельной № 4 (Октябрьская) в пос. Зыряновский с частичным переводом ее потребителей на индивидуальное газовое отопление;

вывод из эксплуатации электрической котельной по ул. Герцена, 77а с переводом отапливаемого жилого дома на индивидуальное газовое отопление;

строительство 14,134 км новых тепловых сетей для подключения новых потребителей к тепловым сетям и объединения сетей при отключении котельных;

реконструкция магистральных и квартальных тепловых сетей в объеме 11,075 км с целью улучшения гидравлического режима и замены ветхих и аварийных сетей;

гидравлическая наладка тепловых сетей.

Реализация того или иного варианта будет определяться в основном объемами бюджетных средств, выделяемых в целях реконструкции и нового строительства тепловых сетей на территории муниципального образования город Алапаевск.

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения Березовского городского округа.

В Березовском городском округе основными источниками отпуска тепловой энергии являются Ново-Свердловская ТЭЦ и котельные. Они обеспечивают большую часть тепловых нагрузок потребителей. Индивидуальные источники тепловой энергии используются в зонах с низкой плотности тепловых нагрузок.

Для покрытия перспективных нагрузок в зонах ограниченных радиусом эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, согласно Федеральному закону от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», целесообразно подключение перспективной нагрузки к существующим сетям централизованного теплоснабжения.

При низкой плотности тепловых нагрузок более эффективно использовать индивидуальные источники тепловой энергии. Основными преимуществами использования индивидуальных источников теплоснабжения являются: отсутствие необходимости отводов земли под тепловые сети и котельные, снижение потерь тепловой энергии и теплоносителя из-за небольшой длины тепловых сетей, небольшие затраты на ремонт и обслуживание оборудования.

Строительство новых источников тепловой энергии в соответствии с генеральным планом Березовского городского округа Свердловской области не предусматривается.

В соответствии с генеральным планом Березовского городского округа Свердловской области планируется расширение зон действия источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (Ново-Свердловская ТЭЦ) за счет нового строительства в основной центральной части города Березовского.

Проектируемые тепловые нагрузки города Березовского составляют:

128,55 ГКал/ч – на I очередь строительства;

255,91 ГКал/ч – на расчетный срок.

В соответствии с предоставленными сведениями в период действия схемы теплоснабжения Березовского городского округа на территории Березовского городского округа не планируется перепрофилирование производственных зон с выводом промышленных предприятий и формированием новой застройки на высвобождаемых территориях. соответствии с решениями о распределении тепловой нагрузки между теплоисточниками, утверждаемыми в схеме теплоснабжения Березовского городского округа, не предусматривается изменение организации теплоснабжения производственных объектов.

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Березовского городского округа для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения приведены в таблице 31.

**Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Березовского городского округа для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения**

№ п/п	Населенный пункт	Наименование тепловых сетей	Наименование мероприятия	Цели реализации мероприятия	Объем работ (метров)	Стоимость реализации мероприятия (тыс. рублей)	Срок реализации мероприятия
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	г. Березовский, пос. Новоберезовский	тепловые сети котельной «Новоберезовский поселок»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	11779,5	217473,129	2020–2025 годы
			замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой		1994,5	37905,473	2020–2025 годы
2.	г. Березовский	тепловые сети котельной «Южная»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	5886	108667,332	2020–2025 годы
					2202	40653,324	2026–2030 годы
			замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой		2050	38960,25	2020–2025 годы
		тепловые сети от Ново-Свердловской ТЭЦ	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	3482	64284,684	2020–2025 годы
замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой	1563		29704,815		2020–2025 годы		
3.	г. Березовский, пос. Шиловка	тепловые сети котельной «Шиловка»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	2230	41170,260	2020–2025 годы
					867,5	16015,785	2026–2030 годы
			замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой		35	665,175	2020–2025 годы
					192	3648,96	2026–2030 годы

1	2	3	4	5	6	7	8
4.	г. Березовский, пос. Овощное отделение	тепловые сети котельной «Овощное»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	867,5	16015,785	2026–2030 годы
5.	г. Березовский, пос. Старопыш- минск	тепловые сети котельной «Еловая»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	251	4264,722	2020–2025 годы
6.	г. Березовский, пос. Старопыш- минск	тепловые сети котельной «Металлистов, 2а»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	40	680	2026–2030 годы
7.	г. Березовский, пос. Старопыш- минск	тепловые сети котельной «Металлистов, 10»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	20	340	2026–2030 годы
8.	г. Березовский, пос. Монетный	тепловые сети котельной «Центральная»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	3452,27	63735,809	2020–2025 годы
					830,37	15330,291	2026–2030 годы
					824	15660,12	2020–2025 годы
					89	1691,45	2026–2030 годы
9.	г. Березовский, пос. Монетный	тепловые сети котельной «Березовская, 2»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	50	850	2020–2025 годы

1	2	3	4	5	6	7	8
10.	г. Березовский, пос. Молодежный	тепловые сети котельной «пос. Молодеж- ный»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	115,31	2128,85	2020–2025 годы
					186,38	3440,95	2026–2030 годы
11.	г. Березовский, пос. Островное	тепловые сети котельной «пос. Островное»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	1077	19882,84	2020–2025 годы
					99	1826,45	2026–2030 годы
12.	г. Березовский, пос. Солнечный, пос. Лосиный	тепловые сети котельной «пос. Солнечный»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	1029	18999,24	2020–2025 годы
					220	4061,64	2026–2030 годы
13.	г. Березовский, пос. Ключевск	тепловые сети котельной «Котельная № 2»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	214	3941,64	2026–2030 годы
14.	г. Березовский, пос. Кедровка	тепловые сети котельной «пос. Кедровка»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	4336	80053,08	2020–2025 годы
					479,4	8850,68	2026–2030 годы
			замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой		198,3	3768,69	2020–2025 годы
					277,5	5273,89	2026–2030 годы
15.	г. Березовский, пос. Сарapulка	тепловые сети котельной «Сарapulка № 1»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	183	3378,55	2020–2025 годы

1	2	3	4	5	6	7	8
16.	г. Березовский, пос. Сарапулка	тепловые сети котельной «Сарапулка № 2»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффек- тивности функцио- нирования системы теплоснабжения	266,3	4916,43	2020–2025 годы
17.	г. Березовский, пос. Старопыш- минск	тепловые сети котельной «Леонтьева, 11»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффек- тивности функцио- нирования системы теплоснабжения	1272,73	23497,14	2020–2025 годы
18.	г. Березовский, пос. Лосиный	тепловые сети котельной «пос. Лосиный»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффек- тивности функцио- нирования системы теплоснабжения	98	1809,28	2020–2025 годы
					220	4061,64	2020–2025 годы
19.	г. Березовский, пос. Первомайский	тепловые сети котельной «Транспортников, 41»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	533,5	9849,477	2020–2025 годы
					72	1369,31	2026–2030 годы
20.	г. Березовский, пос. Ключевск	тепловые сети котельной «пос. Ключевск»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	4038	74554,54	2020–2025 годы
					399,1	7368,18	2026–2030 годы
21.	г. Березовский, пос. Монетный	тепловые сети котельной «пос. Монетный» ул. Лермонтова, д. 41	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	1845	34062,39	2020–2025 годы
					352	529,76	2020–2025 годы
22.	г. Березовский, пос. Ленинский	тепловые сети котельной «Северная»	замена трубопроводов на трубопроводы типа Изопрофлекс-А  замена трубопроводов на стальные трубы в ППУ изоляции с полиэтиленовой оболочкой	повышение эффективности функционирования системы теплоснабжения	5495	101448,69	2020–2025 годы
					566	10449,49	2020–2025 годы
					2023	38447,15	2026–2030 годы

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения Верхнесалдинского городского округа.

На территории Верхнесалдинского городского округа не предусматривается строительство котельных для централизованного теплоснабжения с целью обеспечения тепловой энергией перспективной застройки.

В соответствии с генеральным планом Верхнесалдинского городского округа на территории Верхнесалдинского городского округа предусматриваются зоны индивидуальной застройки малоэтажными зданиями с низкой плотностью тепловой нагрузки с индивидуальным теплоснабжением.

Предполагается реализация проектов газификации поселка Басьяновский и деревень Никитино, Нелоба, Северная.

В этих зонах следует проектировать для частного жилого сектора системы теплоснабжения от индивидуальных источников тепла.

Для теплоснабжения многоквартирных домов следует проектировать автоматизированные блочные котельные.

При организации теплоснабжения от индивидуальных котлов следует ориентироваться на энергоэффективные котлы конденсационного типа.

Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей Верхнесалдинского городского округа для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения приведены в таблице 32.

Таблица 32

**Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей  
Верхнесалдинского городского округа для повышения эффективности  
функционирования системы теплоснабжения**

№ п/п	Наименование мероприятия	Период реализации	Результат мероприятия
1	2	3	4
1.	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-50 № 10 котельной № 3	2014 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства I очереди «Гарнисажные печи»
2.	Капитальный ремонт парового котла ДКВР 10–13 № 5 котельной № 3	2014 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства I очереди «Гарнисажные печи»
3.	Капитальный ремонт парового котла ДКВР 10–13 № 6 котельной № 3	2015 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства I очереди «Гарнисажные печи»
4.	Замена автоматики безопасности и аварийной сигнализации водогрейного котла КВГМ-50 № 9 котельной № 3	2015 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства I очереди «Гарнисажные печи»
5.	Замена автоматики безопасности и аварийной сигнализации водогрейного котла КВГМ -50 № 10 котельной № 3	2015 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства I очереди «Гарнисажные печи»
6.	Замена автоматики безопасности и аварийной сигнализации парового котла ДКВР 10–13 № 5 котельной № 3	2014 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства I очереди «Гарнисажные печи»

1	2	3	4
7.	Замена автоматики безопасности и аварийной сигнализации парового котла ДКВР 10–13 № 6 котельной № 3	2015 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства I очереди «Гарнисажные печи»
8.	Расширение котельной № 3 с установкой водогрейного котла КВГМ – 35–150 производительностью 30 Гкал/час	2017 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства II очереди «Гарнисажные печи»
9.	Реконструкция оборудования химводоподготовки котельной № 3 с увеличением производительности	2015 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства II очереди «Гарнисажные печи»
10.	Замена деаэратора водогрейной части котельной № 3 с увеличением производительности	2015 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства II очереди «Гарнисажные печи»
11.	Модернизация сетевой группы насосов	2015 год	обеспечение тепловой энергией объекта строительства II очереди «Гарнисажные печи»
12.	Реконструкция парового котла в котельной бани «Кристалл»	2015 год	обеспечение тепловой энергией объектов «Демидовского комплекса»
13.	Реконструкция паровых котлов № 7 и 8 котельной № 3 с переводом их в водогрейный режим и заменой автоматики	2015 год	
14.	Установка в котельной № 3 бойлеров для нагрева сетевой воды паром производительностью 14 Гкал/час	2015 год	

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения городского округа Заречный.

В соответствии с распоряжением Правительства Свердловской области от 14.06.2012 № 1176-РП «О переводе малоэтажного жилищного фонда в Свердловской области, подключенного к системам централизованного отопления, на индивидуальное газовое отопление на период 2012–2016 годов» частный жилой сектор города Заречного, подключенный к групповым элеваторам (№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 (общая нагрузка – 1,404 Гкал/ч)), целесообразно перевести на индивидуальное газовое отопление.

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения городского округа Заречный приведены в таблице 33.

**Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения городского округа Заречный**

Населенный пункт	Котельные
Заречный	1) строительство насосной подмеса. Место расположения насоса – сразу за забором блока № 3. Перевод ТФУ блока № 3 на график 150/70 со срезкой графика 130 градусов (за насосной подмеса вновь будет график 130/70, но с увеличением расхода); 2) установка на городской котельной пластинчатых теплообменников подогрева сырой и обессоленной воды, а также регенеративного подогрева; 3) восстановление топливно-резервного хозяйства; 4) реконструкция приборов КИПиА с использованием механизмов; 5) замена конвективной части паровых котлов ДКВР 10/13 (три штуки); 6) котел № 7 – капитальный ремонт с заменой 100 процентов конвективной части; 7) котел № 6 – капитальный ремонт с заменой 100 процентов конвективной части
Муранитный	реконструкция системы подготовки ГВС (установка аккумуляторных баков, введение участка химводоподготовки)
Курманка	1) техническое перевооружение газовой котельной мощностью 2,12 Гкал/ч; 2) реконструкция системы подготовки ГВС (установка аккумуляторных баков, введение участка химводоподготовки); 3) строительство скважин в районе котельной, производительность 40 куб. м/час
Мезенка	строительство системы ГВС (установка аккумуляторных баков, введение участка химводоподготовки, устройство теплообменников)

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения Каменского городского округа.

Исходя из анализа состояния существующей системы теплоснабжения, предложены следующие мероприятия:

строительство блочных газовых котельных взамен существующих, имеющих значительный износ основного оборудования и строительной части, в газифицированных населенных пунктах;

строительство блочных угольных котельных взамен существующих, имеющих значительный износ основного оборудования и строительной части, в негазифицированных населенных пунктах;

реконструкция и капитальный ремонт тепловых сетей;

перевод на закрытую схему – установка ИТП (включая в том числе узел тепловой энергии) в многоквартирных домах;

модернизация систем химводоподготовки с учетом химического состава воды.

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения Каменского городского округа приведены в таблице 34.

**Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения  
Каменского городского округа**

№ п/п	Населенный пункт	Организация	Мероприятие	Мощность (МВт)	Проектирование (тыс. рублей)	СМР, ПНР (тыс. рублей)	Стоимость, (тыс. рублей)
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Мартюш	МУП «Теплосети»	строительство блочной газовой котельной	20	6200	62000	68200
2.	Брод	МУП «Теплосети»	строительство блочной газовой котельной	3,2	1330	13300	14630
3.	Рыбниковское	МУП «Теплосети»	строительство блочной газовой котельной	5,4	1944	19440	21384
4.	Клевакинское	МУП «Теплосети»	техперевооружение существующей газовой котельной	4,95	1782	17820	19602
5.	Степной	МУП «КСК»	строительство блочной угольной котельной	0,2	150	1500	1650
6.	Сосновское	МУП «Теплосети»	строительство блочной газовой котельной для объектов социального, культурного и бытового назначения	1,24	930	9300	10230
7.	Маминское	МУП «Теплосети»	строительство блочной газовой котельной	6,2	2232	22320	24552
8.	Покровское	МУП «Теплосети»	строительство блочной газовой котельной (медгородок)	1,6	1540	15400	16940
9.	Кисловское	МУП «Теплосети»	строительство блочной газовой котельной	4,2	1732,5	17325	19057,5
10.	Новый Быт	МУП «КСК»	строительство блочной угольной котельной	4,8	1760	17600	19360

1	2	3	4	5	6	7	8
11.	Сипавское	МУП «КСК»	строительство блочной угольной котельной	5,58	2000	20000	22000
12.	Травянское	МУП «КСК»	строительство блочной газовой котельной	3,6	1600	16000	17600
13.	Б. Белоносова	МУП «КСК»	техпервооружение существующей угольной котельной	1,2	750	7500	8250
14.	Черемхово	МУП «КСК»	строительство блочной газовой котельной	1	750	7500	8250
15.	Соколова	МУП «КСК»	строительство блочной угольной котельной	1,8	950	9500	10450

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения городского округа Среднеуральск.

Разработка перспективного положения схемы теплоснабжения городского округа Среднеуральск подразумевает осуществление мероприятий в несколько этапов в период с 2014 до 2020 года.

С целью повышения эффективности теплоснабжения первым этапом производится строительство нового магистрального трубопровода 2 Ду600 от границы СУГРЭС до ТП-1 в 2014–2015 годах, что позволило избежать существующих гидравлических потерь и увеличить пропускную способность всей системы.

Вторым этапом в 2014–2016 годах планируется обеспечение теплоносителем новых жилых комплексов (в том числе «Южный берег») суммарной присоединенной нагрузкой более 60 Гкал/ч. Предполагается переход на расчетный температурный график отпуска теплоты – 170–70 градусов со срезкой на 140 градусов при температуре наружного воздуха минус 22 градуса, реконструкция существующего ТП-1 (установка распределительных коллекторов), прокладка новой тепловой сети 2 Ду400 протяженностью порядка 2450 метров, реконструкция существующего участка тепловой сети от ответвления на жилой массив «Южный берег» до ТП-6 и установка ТП-6 с целью обеспечения д. Коптяки теплоносителем с низкими параметрами.

Третьим этапом модернизации в 2017–2018 годах будет являться изменение структуры системы теплоснабжения перспективного ТП-4:

1) использование существующей магистрали ТМ-5 для транспортировки теплоносителя с высокими параметрами до перспективного ТП-4;

2) прокладка нового участка тепловой сети 2 Ду350, L=320м совместно с существующей магистралью от ТП-1 до ответвления тепловой сети ТМ-5/1 по ул. Уральской, 20 и до тепловой камеры на пересечении улиц Уральской и Дзержинского для обеспечения теплоносителем низких параметров потребителей ТМ-5/1;

3) перекладка квартальных сетей ряда потребителей, ранее присоединенных к магистрали ТМ-5, с целью обеспечения теплоносителем низких параметров. Суммарная протяженность нового строительства составляет около 300 метров.

Четвертый этап модернизации системы теплоснабжения городского округа Среднеуральск в 2019–2020 годах будет предполагать строительство ТП-5 и его подключение к уже проложенной на тот момент магистрали от ТП-1 до ТП-6 и прокладку нового участка тепловой сети от ТП-5 до существующих магистралей по ул. Уральской с целью организации теплоснабжения береговой части города Среднеуральска.

Пятый этап модернизации предусматривает развитие индустриальной зоны – промышленного парка «Исетский» суммарной тепловой нагрузкой 50 Гкал/ч. Необходимо строительство тепловой сети СУГРЭС – ТП-7 2Ду400 протяженностью порядка 3000 метров и возведение теплового пункта ТП-7 непосредственно в промышленной зоне.

Также в рамках пятого этапа предполагается реконструкция ТП-2 с последующим переносом на новое местоположение ввиду высокого уровня физического и морального износа существующего оборудования.

Перспектива развития зон теплоснабжения городского округа Среднеуральск приведена на рисунке 30.

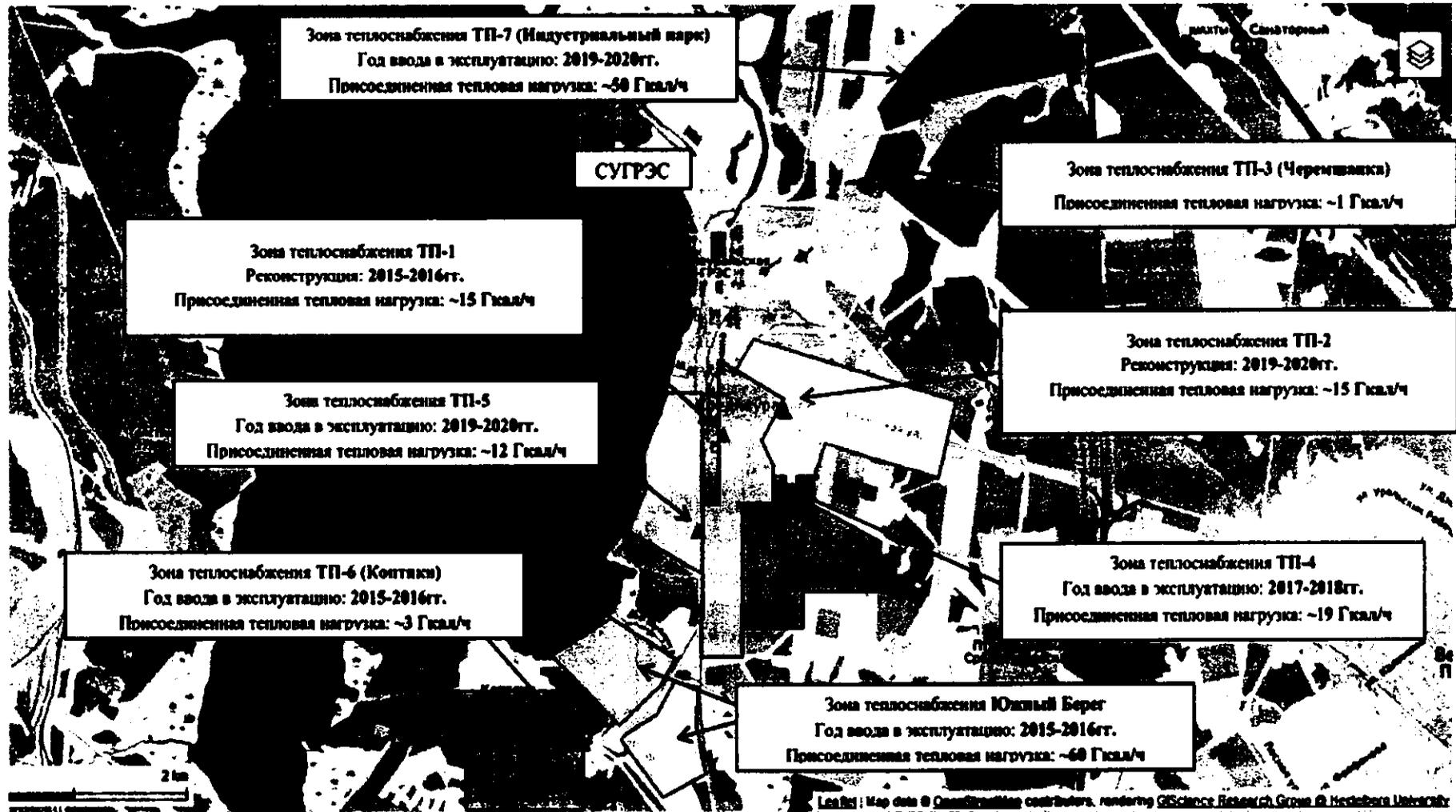


Рис. 30. Перспектива развития зон теплоснабжения городского округа Среднеуральск

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения Режевского городского округа.

город Реж – котельная № 1 «Гавань»:

1-й вариант модернизации системы теплоснабжения:

децентрализация отопления малоэтажного жилого фонда в количестве 6 одноэтажных и 19 двухэтажных зданий с общей присоединенной нагрузкой 1,81 Гкал/час;

отключение всех муниципальных потребителей от существующей котельной № 1. Строительство двух блочных газовых котельных в микрорайонах «Гавань» и «Медгородок» для теплоснабжения отключенных муниципальных потребителей, многоэтажных жилых зданий и двух жилых зданий, подключенных к котельной дома-интерната для престарелых;

перевод тепловой сети на закрытую систему теплоснабжения.

2-й вариант модернизации системы теплоснабжения:

установка насосной станции для улучшения гидравлических характеристик тепловой сети в микрорайоне «Медгородок»;

перевод систем теплоснабжения на закрытую схему.

город Реж – котельная № 2 «Теплоцентральный»:

децентрализация отопления малоэтажного жилого фонда в количестве 131 одноэтажного здания с общей присоединенной нагрузкой 4,77 Гкал/час;

реконструкция и модернизация систем ГВС на 4-трубную с установкой индивидуальных водонагревателей в зданиях потребителей.

город Реж – котельная № 3 «Быстринский»:

котельная исключается из системы теплоснабжения жилого района Быстринский. Строительство новой газовой котельной в центре нагрузок на месте теплового пункта;

перевод существующих 2- и 3-трубных тепловых сетей после ТП на 4-трубные с закрытой системой теплоснабжения.

город Реж – котельная № 4 «Белочка»:

децентрализация отопления малоэтажного жилого фонда в количестве: 20 одноэтажных зданий с общей присоединенной нагрузкой 0,375 Гкал/час. Теплоснабжение только одного объекта социального, культурного и бытового назначения (детский сад) с присоединенной нагрузкой 0,095 Гкал/час;

замена твердотопливных котлов на газовые с учетом тепловой нагрузки объекта социального, культурного и бытового назначения – детского сада.

город Реж – котельная № 5 «Аленка»:

децентрализация отопления малоэтажного жилого фонда в количестве: 12 одноэтажных зданий с общей присоединенной нагрузкой 0,2 Гкал/час.

Теплоснабжение только одного объекта социального, культурного и бытового назначения (детский сад) с присоединенной нагрузкой 0,09 Гкал/час.

город Реж – котельная дома-интерната:

отключение двух жилых домов от теплосети котельной, перевод их на индивидуальное печное отопление или подключение двух жилых домов к тепловой сети котельной микрорайона «Медгородок».

город Реж – котельная «ст. Реж»:

децентрализация отопления 2-х жилых зданий с присоединенной нагрузкой в 0,027 Гкал/час на поквартирное газовое отопление, отключение муниципальных потребителей от котельной, вывод теплосети из эксплуатации. Котельная продолжит снабжать тепловой энергией объекты РЖД.

село Арамашка:

демонтаж одного котлоагрегата;

реконструкция (заглубление) водопроводной сети с выводом из эксплуатации участка тепловой сети протяженностью 92 метра;

перевод котельной на газовое топливо или строительство блочной газовой котельной.

село Октябрьское:

наладка гидравлических режимов, проведение нормативных регламентных работ по эксплуатации котельной и тепловых сетей в соответствии с технической документацией;

при осуществлении газификации с. Октябрьское – установка газового котла с сохранением существующей тепловой сети. Вывод из эксплуатации твердотопливного оборудования.

По остальным населенным пунктам Режевского городского округа планируется наладка гидравлических режимов, проведение нормативных регламентных работ по эксплуатации котельной и тепловых сетей в соответствии с технической документацией.

### **Глава 33. Организация единых теплоснабжающих организаций**

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

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

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

### **Глава 34. Потребность электростанций и котельных в топливе**

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

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

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

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

Новый для Свердловской области внутренний энергоресурс – природный газ. Наиболее подготовлены к его использованию Бухаровское и Кедровское месторождения на юго-западе Свердловской области. Ведется разведка на других перспективных площадях. Возможности добычи газа в области оцениваются в 1,5–2 млрд. куб. метров 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. Кроме того, заслуживает самого серьезного внимания и

возможность реализации пилотного проекта по строительству подземной атомной тепловой электростанции на судовых реакторах в качестве экономичного и надежного локального энергоисточника для определенного промышленного узла. Мощность такой станции может составить 225–300 МВт.

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

Динамика потребляемых топливных ресурсов представлена на рисунках 31 и 32.

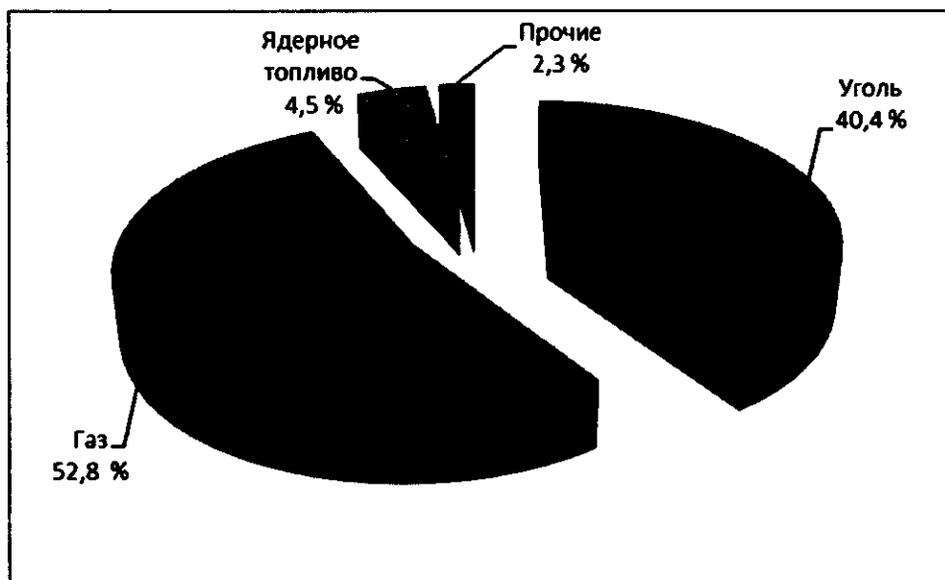


Рис. 31. Потребление топливных ресурсов в электроэнергетике в 2015 году

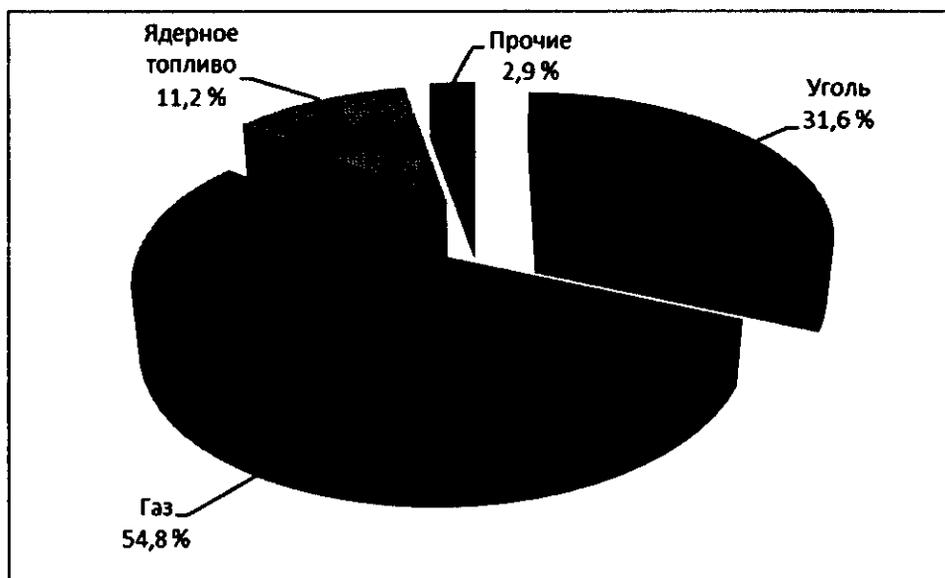


Рис. 32. Потребление топливных ресурсов в электроэнергетике в период 2020–2025 годов

### Глава 35. 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 01 января 2016 года централизованным электроснабжением, по данным администраций муниципальных образований, расположенных на территории Свердловской области, представлен в таблице 35. Подключение их к централизованной электросети нецелесообразно в силу дороговизны, переселение населения этих населенных пунктов невозможно в силу необходимости сохранения существующего жизненного уклада, а обеспечение параметров комфортного существования на уровне среднеобластного необходимо согласно Стратегии 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 35

#### Населенные пункты на территории Свердловской области, не охваченные на 01 января 2016 года централизованным электроснабжением

№ строки	Наименование муниципального образования	Населенный пункт
1.	Горноуральский городской округ	деревня Нижняя Ослянка
2.	Гаринский городской округ	село Еремино, деревня Шантальская, село Шабурово, поселок Ликино, поселок Новый Вагиль
3.	Ивдельский городской округ	поселок Понил, поселок Митяево, поселок Нагорный, поселок Суеват Пауль, поселок Хандыбина Юрта, поселок Юрта Курикова, поселок Юрта Анямова, поселок Бахтиярова Юрта, поселок Ушма, поселок Тахта, поселок Массавы, поселок Улымсос, поселок Пакино, поселок Пристань, поселок Юркино, поселок Гаревка
4.	Город Каменск-Уральский	населенный пункт Монастырка
5.	Махневское муниципальное образование	поселок Калач
6.	Городской округ Ревда	поселок Гусевка, поселок Зеленый Бор
7.	Туринский городской округ	село Кумаринское

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

Также необходимо принимать во внимание следующие факторы:

создание новых рабочих мест в случае развития автономных систем энергоснабжения, что особо актуально для удаленных территорий;

при отказе от развития локальной малой генерации и развитии сетевой инфраструктуры эксплуатация протяженных линий электропередач с минимальным перетоком электрической энергии приведет к заметному росту тарифов на передачу электрической энергии для всех потребителей Свердловской области и снижению показателей эффективности работы электросетевого комплекса Свердловской области.

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

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

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

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

Также возможно использование следующего энергетического потенциала:

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

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

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

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:

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

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

программы использования собственных ресурсов природного газа;

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

Стратегической целью программ необходимо установить достижение к 2022 году доли энергетики на собственных ресурсах в ТЭБ области не менее 17 процентов, а к 2030 году – не менее 25 процентов. В указанных программах целесообразно рассматривать возможность использования следующих перспективных технологий:

парогазовая установка на природном газе;

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

газогенераторная парогазовая теплоэлектростанция на торфе;

подземная атомная станция с использованием судового реакторного оборудования;

завод по производству метанола или синтетического жидкого топлива из торфа;

технологии по использованию диметилового эфира.

Для решения задач по повышению уровня комфортного проживания граждан в населенных пунктах, указанных в таблице 35, а также в иных населенных пунктах с использованием объектов малой энергетики, целесообразно проведение следующих мероприятий:

подготовка технико-экономических обоснований по способу энергообеспечения населенных пунктов (строительство электрических сетей или внедрение устройств локального энергообеспечения на базе перечня наилучших доступных технологий);

утверждение перечня населенных пунктов, в которых возможно создание опережающими темпами современных систем автономного электроснабжения;

разработка областной программы создания систем автономного энергообеспечения согласно разработанным технико-экономическим обоснованиям.

### **Глава 36. Потребность в кадровых ресурсах для реализации программы развития электроэнергетики Свердловской области**

В Программе модернизации и создания новых рабочих мест в электроэнергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве

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

создание новых высокопроизводительных рабочих мест является необходимым условием для модернизации экономики Свердловской области, роста производительности труда и повышения конкурентоспособности предприятий, расположенных на территории Свердловской области;

ситуация на рынке труда Свердловской области, несмотря на перспективы развития большинства отраслей экономики региона, оказывается под негативным влиянием ряда факторов: неблагоприятных демографических процессов, дисбаланса между количеством и составом предлагаемых на рынке труда и востребованных экономикой квалифицированных специалистов, высокой степенью износа основных фондов;

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

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

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

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

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

За период 2007–2012 годов темп роста производительности труда в целом по Свердловской области составил 117,4 процента при среднегодовом росте 103,3 процента.

Производительность труда по Свердловской области, рассчитанная по обороту организаций, в 2012 году составляла чуть более 2 млн. рублей на одного работающего. Наиболее производительным сектором экономики региона была и остается торговля – 5,3 млн. рублей и сектор по производству и распределению электроэнергии, газа и воды – 4 млн. рублей (на его долю приходится 4,6 процента в численности занятых и 12,7 процента в объеме оборота организаций).

Производство и распределение электроэнергии, газа и воды локализованы преимущественно на территориях, не входящих в управленческие округа Свердловской области (Екатеринбург), – 33 процента занятых в отрасли. Следующим по доле численности занятых в отрасли следует Горнозаводской управленческий округ Свердловской области – 19 процентов, далее по 13 процентов в Северном, Западном и Южном управленческих округах Свердловской области. При этом ситуация по производительности труда существенно отличается от структуры численности занятых. Производительность труда в Горнозаводском, Северном и Западном управленческих округах Свердловской области составляет соответственно 1,9 млн. рублей, 1,8 млн. рублей и 2,0 млн. рублей, что в 2 раза ниже, чем в среднем по отрасли. Вместе с тем на территориях данных округов имеются муниципальные образования с высокой производительностью данного сектора: Горнозаводской управленческий округ Свердловской области – город Нижний Тагил, городской округ Верхний Тагил; Северный управленческий округ Свердловской области – Качканарский городской округ, городской округ Краснотурьинск, Серовский городской округ, Нижнетуринский городской округ; Западный управленческий округ Свердловской области – городской округ Среднеуральск. Высокоэффективная занятость в секторе производства и распределения электроэнергии, газа и воды представлена в городе Екатеринбурге – 8,7 млн. рублей на человека и Южном управленческом округе Свердловской области – 4,9 млн. рублей на человека.

Повышенный уровень заработной платы в производстве и распределении электроэнергии, газа и воды отмечен в Южном управленческом округе Свердловской области и городе Екатеринбурге. Во всех остальных секторах, включая социальную сферу, заработная плата в территориях ниже, чем в городе Екатеринбурге и в среднем по Свердловской области.

Указом Президента Российской Федерации от 07 мая 2012 года № 596 «О долгосрочной государственной экономической политике» и постановлением Правительства Свердловской области от 11.07.2014 № 591-ПП «О программе модернизации и создании новых рабочих мест на территории Свердловской области на период до 2020 года» установлены следующие показатели:

увеличение производительности труда к 2018 году в 1,5 раза к уровню 2011 года;

увеличение к 2018 году размера реальной заработной платы в 1,4–1,5 раза к уровню 2011 года.

С учетом этих показателей в качестве основных задач Программы выделены:

создание новых и модернизация действующих производств;

рост производительности труда – увеличение производительности труда к 2020 году в 1,8 раза к уровню 2013 года;

рост объемов инвестиций – увеличение объема инвестиций к 2020 году в основной капитал на 42,1 процента к уровню 2013 года;

рост доли высококвалифицированных кадров – увеличение к 2020 году числа высококвалифицированных работников от числа квалифицированных работников до 30 процентов;

рост заработной платы в целом в сфере производства и распределения электроэнергии, газа, воды: увеличение к 2020 году размера среднемесячной заработной платы в 1,4 раза к уровню 2013 года.

Основные показатели Программы в сфере производства и распределения электроэнергии, газа и воды приведены в таблице 36.

Таблица 36

**Основные показатели Программы в сфере производства и распределения электроэнергии, газа и воды на период до 2020 года**

№ строки	Наименование целевого показателя	Единица измерения	Значение целевого показателя						
			2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1.	Количество созданных и модернизированных высокопроизводительных рабочих мест (в производстве и распределении электроэнергии, газа и воды)	единиц	6300	6200	6200	6300	5200	10800	9700
2.	Производительность труда одного работающего (в производстве и распределении электроэнергии, газа и воды)	млн. рублей	4,0	4,0	4,1	4,3	4,6	4,6	4,7
3.	Средняя начисленная номинальная заработная плата работников организаций по виду экономической деятельности: производство и распределение электроэнергии, газа и воды	рублей	33645	35846	35400	35800	37076,3	38781,8	40565,8
4.	Среднегодовая численность работников организаций (в производстве и распределении электроэнергии, газа и воды)	тыс. человек	65,7	66,1	65,2	65,3	65,8	66,1	66,2

Среднесписочная численность работников организаций по виду экономической деятельности – производство и распределение электроэнергии, газа и воды за 2015 год составила 66,1 тыс. человек. Начисленная среднемесячная заработная плата по виду экономической деятельности – производство и распределение электроэнергии, газа и воды за 2015 год составила 35,8 тыс. рублей.

Численность занятых на предприятиях электросетевого и генерирующего комплекса Свердловской области за 2015 год составила более 21,1 тыс. человек, в том числе:

генерирующий комплекс – более 7,7 тыс. человек, из них:  
филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс» – 2220 человек;  
филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская АЭС» – 1575 человек;  
филиал «Рефтинская ГРЭС» ПАО «Энел Россия» – 1134 человека;  
электросетевой комплекс – более 11,4 тыс. человек, из них:  
филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго» – 5513 человек;  
АО «Облкоммунэнерго» – 2800 человек;  
ОАО «ЕЭСК» – 1055 человек.

К 2020 году на территории Северного управленческого округа планируется создать и модернизировать 3,8 тыс. рабочих мест в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды (включая жилищно-коммунальное хозяйство).

Стоимость создания и модернизации одного рабочего места в Северном управленческом округе Свердловской области составит в среднем 4,2 млн. рублей, производительность труда – 2,0 млн. рублей.

На территории Горнозаводского управленческого округа Свердловской области планируется создать и модернизировать к 2020 году 6,0 тыс. рабочих мест в секторе энергетики и жилищно-коммунального хозяйства.

Стоимость создания и модернизации одного рабочего места в Горнозаводском управленческом округе Свердловской области составит в среднем 4,3 млн. рублей. Производительность труда в 2018 году составит 3,7 млн. рублей на человека, что будет соответствовать среднеобластным значениям.

На территории Западного управленческого округа Свердловской области планируется создать и модернизировать к 2020 году 5,4 тыс. рабочих мест в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды и жилищно-коммунальном хозяйстве.

Стоимость создания и модернизации одного рабочего места в Западном управленческом округе Свердловской области составит в среднем 5,5 млн. рублей. Производительность труда в 2018 году составит 5 млн. рублей на человека, что выше прогнозируемого среднеобластного значения.

На территории Южного управленческого округа Свердловской области планируется создать и модернизировать к 2020 году 8,8 тыс. рабочих мест в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды, включая коммунальные услуги, что составит 15 процентов от рабочих мест по Свердловской области.

Стоимость создания и модернизации одного рабочего места в Южном управленческом округе Свердловской области составит в среднем 9,3 млн. рублей. Производительность труда в 2018 году составит 2,7 млн. рублей на человека, что будет ниже среднего значения по области.

На территории Восточного управленческого округа Свердловской области планируется создать и модернизировать к 2020 году 1,6 тыс. рабочих мест в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды, включая жилищно-коммунальное хозяйство.

Стоимость создания и модернизации одного рабочего места в Восточном управленческом округе Свердловской области составит в среднем 5,1 млн.

рублей. Производительность труда в 2018 году составит 901 тыс. рублей на человека, что будет значительно ниже среднеобластного значения.

На территориях вне управленческих округов Свердловской области планируется создать и модернизировать к 2020 году 32,9 тыс. рабочих мест в секторе по производству и распределению электроэнергии, газа и воды, включая жилищно-коммунальное хозяйство.

Стоимость создания и модернизации одного рабочего места составит в среднем 13,5 млн. рублей. Производительность труда в 2018 году составит 4,1 тыс. рублей на человека, что будет значительно выше среднеобластного значения.

До 2021 года намечается строительство генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства Свердловской области с последующим замещением выработавших ресурс мощностей и масштабной реконструкцией электросетевого хозяйства:

ТЭЦ «Академическая»: ввод в эксплуатацию в 2016 году ПГУ-200;

Верхнетагильская ГРЭС: ввод в эксплуатацию в 2017 году ПГУ-420.

Помимо этого до 2021 года запланировано строительство объектов электрических сетей, развитие сетевого комплекса, связанного с появлением нагрузок новых крупных потребителей, а также реконструкция объектов электросетевого хозяйства.

Данный комплекс мероприятий позволит создать и модернизировать к 2020 году 26 740 рабочих мест в электроэнергетическом комплексе Свердловской области.

Данные по количеству создаваемых и модернизируемых рабочих мест в электроэнергетическом комплексе Свердловской области с перспективой до 2020 года приведены в таблице 37.

Таблица 37

**Количество создаваемых и модернизируемых рабочих мест  
в электроэнергетическом комплексе**

№ строки	Наименование мероприятия	Количество создаваемых/ модернизируемых рабочих мест									Всего
		2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	
1.	<b>Создаваемые рабочие места</b>										
2.	Электроэнергетика: строительство новых блоков на электрических станциях			1167	418	205	140	420	500	610	3460
3.	<b>Модернизируемые рабочие места</b>										
4.	Реконструкция и модернизация объектов энергетики (генерирующих мощностей)	680	2000	2000	2700	2600	2600	2500	4000	4200	23280
5.	<b>ИТОГО</b>	<b>680</b>	<b>2000</b>	<b>3167</b>	<b>3118</b>	<b>2805</b>	<b>2740</b>	<b>2920</b>	<b>4500</b>	<b>4810</b>	<b>26740</b>

Эффективность реализации Программы во многом зависит от развития кадрового потенциала электроэнергетического и жилищно-коммунального

комплексов. В частности, процессы модернизации подразумевают качественный переход на новый (инновационный) технико-технологический уровень развития электроэнергетического и жилищно-коммунального комплексов, где центральное место занимают процессы повышения энергоэффективности и энергосбережения, снижения аварийности, внедрение новых моделей управления.

Поэтому необходимо:

построение особой системы взаимодействия органов региональной и муниципальной власти, организаций электроэнергетического и жилищно-коммунального комплексов с высшими и среднеспециальными учебными заведениями, направленной на подготовку, переподготовку и повышение квалификации специалистов;

внедрение актуальных образовательных программ в области техники, технологии, управления, экономики и права в электроэнергетическом и жилищно-коммунальном комплексах.

Важное значение в этом вопросе отводится социальному партнерству – системе взаимодействия учебных заведений и работодателей в организации подготовки, трудоустройстве и закреплении выпускников в организациях.

На начало 2016 года ощущается разрыв между профессионально-квалификационными требованиями работодателей и уровнем подготовки выпускников профессиональных учебных заведений, спросом на рынке труда и предложением на рынке образовательных услуг. В условиях отсутствия системы базовых организаций и гарантированного трудоустройства для выпускников большинства учебных заведений наиболее сложной проблемой становится самостоятельный поиск социальных партнеров, выстраивание эффективного взаимодействия с ними и достижение необходимого качества подготовки рабочих и специалистов, ориентированных на потребности рынка труда.

Все более актуальным становится вопрос формирования новой системы отношений между образовательными организациями, которые становятся не просто потребителями «продукции» образовательных услуг, но и одним из источников их финансирования.

### **Глава 37. Объекты, задействованные в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году, и анализ их схем электроснабжения**

Постановлением Правительства Российской Федерации от 20.06.2013 № 518 «О Программе подготовки к проведению в 2018 году в Российской Федерации чемпионата мира по футболу» утверждена Программа подготовки к проведению в 2018 году в Российской Федерации чемпионата мира по футболу (далее – Программа ЧМ-2018). Программой ЧМ-2018 определены объекты, в том числе расположенные на территории Свердловской области, задействованные в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году. В рамках Программы ЧМ-2018 разработано несколько подпрограмм, позволяющих обеспечить проведение чемпионата мира по футболу в 2018 году.

Подпрограмма «Строительство и реконструкция спортивных объектов».

В рамках реализации подпрограммы предполагается:

1. Реконструкция и реставрация объекта культурного наследия «Стадион «Центральный». Комплекс», город Екатеринбург, улица Репина, д. 5 (пункт 2). Поставка, монтаж, демонтаж строений и сооружений временного назначения на территории стадиона в городе Екатеринбурге, улица Репина, д. 5, в том числе проектно-изыскательские работы (пункт 100).

Центральный стадион города Екатеринбурга является ключевым объектом проведения мероприятий ЧМ-2018 в Свердловской области.

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по второй категории от двух центров питания: ПС 110 кВ Нагорная и ПС 110 кВ Западная (рисунок 33).

Существующая мощность – 1983,68 кВт.

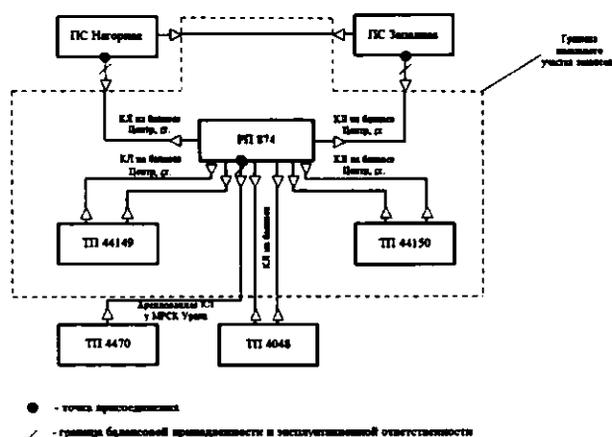


Рис. 33. Схема электроснабжения Центрального стадиона

Описание перспективной схемы электроснабжения.

Перспективная схема электроснабжения Центрального стадиона выполнена с учетом требований ФИФА к стадионам для проведения чемпионата мира по футболу 2018 года в России.

Источником электроснабжения объекта являются ПС 110 кВ Западная и ПС 110 кВ Нагорная согласно техническим условиям.

Заявленная мощность под реконструкцию стадиона – 5776,32 кВт дополнительно.

Проектом также предусмотрено сооружение четырех встроенных двухтрансформаторных подстанций: ТП 1, ТП 2, ТП 4 и одного отдельно стоящего распределительного пункта взамен демонтируемого РП 874, совмещенного с ТП 3 (далее – РП<sub>нов</sub>). Размещение РП<sub>нов</sub> в здании предусмотрено таким образом, чтобы обеспечить электроэнергией всех потребителей с минимальными потерями напряжения и минимальным расходом оборудования и материалов. Питание РП<sub>нов</sub> будет выполнено путем перезавода КЛ 10 кВ Западная – ТП 874 и КЛ 10 кВ Нагорная – РП 874 с РП 874 в РУ 10 кВ РП<sub>нов</sub> ориентировочной продолжительностью 0,08 км кабелем сечением не менее 400 мм<sup>2</sup> с изоляцией из сшитого полиэтилена. Присоединение в ТП 1-4 КЛ 10 кВ

от ПС 110 кВ Западная будет выполнено на 1 секцию шин 10 кВ, КЛ 10 кВ от ПС 110 кВ Нагорная – на 2 секцию шин.

В связи с демонтажем РП 874 необходимо выполнить перезавод существующих КЛ 10 кВ с РП 874 в следующем объеме:

перезавод КЛ 10 кВ РП 874 – ТП 4470 с РП 874 в РУ 10 кВ в ТП 3 на 1 секцию шин ориентировочной протяженностью 0,12 км кабелем сечением не менее 240 мм<sup>2</sup>. Длину, марку и сечение кабеля необходимо уточнить при проектировании;

перезавод КЛ 10 кВ РП 874 – ТП 4048 1 и 2 с РП 874 в РУ 10 кВ РП<sub>нов</sub> на разные секции шин (собственник ТП 4048 – Екатеринбургская Епархия русской православной церкви) ориентировочной протяженностью 0,05 км кабелем сечением не менее 95 мм<sup>2</sup>;

перезавод КЛ 10 кВ РП 874 – ТП 44143 1 и 2 с РП 874 (собственник ТП 44143 ЗАО «УралЭнергоСтрой») в РУ 10 кВ РП<sub>нов</sub> на разные секции шин ориентировочной протяженностью 0,1 км кабелем сечением не менее 240 мм<sup>2</sup>.

Питание ТП 4 будет выполнено путем строительства шлейфового захода КЛ 10 кВ ПС Нагорная – ПС Западная в РУ 10 кВ ТП 4, ориентировочной протяженностью 0,08 км кабелем сечением не менее 400 мм<sup>2</sup> с образованием связей КЛ 10 кВ ПС Западная – ТП 4 и КЛ 10 кВ ПС Нагорная – ТП 4. Присоединение в ТП 4 КЛ 10 кВ ПС Западная – ТП 4 будет выполнено на 2 секцию шин 10 кВ, КЛ 10 кВ ПС Нагорная – ТП 4 - на 1 секцию шин. В ТП 4 будет предусмотрено устройство АВР на стороне 10 кВ. Подключение КЛ 10 кВ ПС Нагорная – ПС Западная будет выполнено в ячейке № 41 2С 10 кВ ПС 110 кВ Западная и в новую ячейку 1С 10 кВ ПС 110 кВ Нагорная.

Питание ТП (1–3) будет выполнено по двухлучевой схеме от РП<sub>нов</sub> с применением кабеля сечением не менее 240 мм<sup>2</sup> с прокладкой следующих КЛ 10 кВ:

от РП<sub>нов</sub> до ТП-3 – 2 штуки ориентировочной протяженностью 0,02 км;

от ТП-3 до ТП-2 – 2 штуки ориентировочной протяженностью 0,25 км;

от ТП-2 до ТП-1 – 2 штуки ориентировочной протяженностью 0,2 км;

от ТП-1 до ТП-4 – 2 штуки ориентировочной протяженностью 0,25 км.

Существующие ТП 44149, ТП 44150 в связи с попаданием в зону застройки стадиона будут демонтированы с выводом из схемы электроснабжения КЛ 10 кВ.

Существующие нагрузки 0,4 кВ от ТП 44149 и ТП 44150 будут перезаведены на новые ТП.

Временные объекты, подключаемые на период проведения чемпионата мира по футболу:

зона коммерческого гостеприимства по улицам Пирогова – Ключевская – Мельникова – Татищева.

Заявленная мощность – 1343 кВт, категория надежности электроснабжения – вторая.

Центрами питания являются ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Нагорная.

Электроснабжение объекта будет предусмотрено от вновь сооружаемой ТП, которой к сети 10 кВ будет выполнено прокладкой двух КЛ 10 кВ от

ТП 44142 ориентировочной длиной  $L=350$ м. ТП 44142 находится на балансе ЗАО «УралЭнергоСтрой»;

пресс-центр, зона рекламных экранов, центр вещания, располагаемые на земельном участке с кадастровым номером 66:41:0000000:89761.

Заявленная мощность – 840,6 кВт, категория надежности электроснабжения – вторая.

Центрами питания являются ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Нагорная.

Электроснабжение объекта будет предусмотрено путем строительства КЛ 0,4 кВ от вновь сооружаемой ТП на территории зоны коммерческого гостеприимства по улицам Пирогова – Ключевская – Мельникова – Татищева;

центр билетирования, аккредитационный центр, центр волонтеров, расположение которых планируется на земельном участке с кадастровым номером 66:41:0303043:91.

Заявленная мощность – 77,35 кВт, категория надежности электроснабжения – первая.

Центр питания – ПС 110 кВ Западная.

Электроснабжение объектов будет предусмотрено по уровню напряжения 0,4 кВ от ТП 4080 с прокладкой двух КЛ 0,4 кВ ориентировочной длиной трассы  $L=0,1$  км.

2. Реконструкция тренировочной площадки муниципального автономного учреждения «Спортивный комбинат «Урал», город Екатеринбург, улица Комвузовская, д. 9 (пункт 18).

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по второй категории от ПС 110 кВ «Кировская».

Существующая мощность – 500 кВт.

Заявленная мощность под реконструкцию спортивного комплекса – 65 кВт дополнительно.

3. Реконструкция тренировочной площадки на стадионе муниципального автономного учреждения «Спортивно-оздоровительный комплекс «Калининец», город Екатеринбург, улица Краснофлотцев, д. 48 (пункт 19).

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по второй категории от ПС 110 Куйбышевская и ПС 110 кВ Орджоникидзевская.

Существующая мощность – 761 кВт.

Заявленная мощность под реконструкцию спортивного комплекса – 325 кВт дополнительно.

4. Реконструкция стадиона «Уралмаш», город Екатеринбург, улица Фестивальная, д. 8 (пункт 20).

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по второй категории через разветвленную сеть 6 кВ микрорайона Градмаш от ПС 110 кВ Заводская, ГРУ ТЭЦ, Литейная.

Существующая мощность – 161,7 кВт.

Заявленная мощность под реконструкцию стадиона – 800,0 кВт дополнительно.

5. Реконструкция тренировочной площадки Екатеринбургского муниципального унитарного предприятия «Парк-стадион Химмаш», город Екатеринбург, улица Дагестанская, д. 1а (пункт 62).

По объекту «Реконструкция тренировочной площадки Екатеринбургского муниципального унитарного предприятия «Парк-стадион «Химмаш», город Екатеринбург, улица Дагестанская, д. 1а» Администрацией города Екатеринбурга решается вопрос финансирования выполнения проектно-изыскательских работ.

Подпрограмма «Строительство и реконструкция транспортной инфраструктуры».

В рамках реализации подпрограммы предполагается реконструкция (восстановление) аэродромных покрытий, реконструкция пассажирского терминала, системы электрогазоснабжения (пункты 175 и 175(1)) в аэропорту «Кольцово» города Екатеринбурга Свердловской области (II очередь).

Электроснабжение данных объектов будет осуществлено от внутренних сетей ПАО «Аэропорт Кольцово».

Для этой цели ПАО «Аэропорт Кольцово» подало заявку от 31.01.2013 № 593 на технологическое присоединение с увеличением максимальной мощности.

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по первой категории от ПС 35 Кольцово, ПС 110 кВ Авиатор и собственных схем независимого питания аэропорта.

Существующая мощность – 5807 кВт.

Заявленная мощность под реконструкцию аэропорта – 6000 кВт дополнительно.

Подпрограмма «Подготовка инфраструктуры здравоохранения».

В рамках реализации подпрограммы предполагается:

1. Капитальный ремонт государственного бюджетного учреждения здравоохранения Свердловской области «Свердловская областная клиническая больница № 1», город Екатеринбург, улица Волгоградская, д. 185 (пункт 207).

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по второй категории от ПС 110 кВ Ясная.

Существующая мощность – 504,9 кВт.

Увеличение потребляемой мощности в связи с проведением капитального ремонта не планируется.

2. Капитальный ремонт муниципального автономного учреждения здравоохранения «Центральная городская больница № 40», город Екатеринбург, улица Волгоградская, д. 189 (пункт 209).

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по третьей категории от ПС 110 кВ Ясная.

Существующая мощность – 1000 кВт.

Заявленная мощность – 1430 кВт дополнительно;

3. Капитальный ремонт муниципального бюджетного учреждения здравоохранения «Центральная городская больница № 2», город Екатеринбург, улица Московская, д. 2 (пункт 208).

Существующая схема электроснабжения обеспечивается по третьей категории от ПС 110 кВ «Западная».

Существующая мощность – 85 кВт.

Увеличение потребляемой мощности в связи с проведением капитального ремонта не планируется.

Подпрограмма «Подготовка инфраструктуры, обеспечивающей функционирование спортивных объектов».

В рамках реализации подпрограммы предполагается модернизация водовода по улице Репина от улицы Отрадной до водовода Ду600 по улице Ленинградской (Ду1000 протяженностью 0,9 км, город Екатеринбург) (пункт 225).

Данный объект не требует изменения схемы электроснабжения и увеличения потребляемой мощности.

Сводная таблица основных электрических нагрузок объектов, задействованных в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году, приведена в приложении № 10. Анализ загрузки центров питания, задействованных в проведении чемпионата мира 2018 года, приведен в приложении № 11.

Существующая карта-схема Екатеринбургского энергорайона с перспективой до 2025 года представлена на рисунке 34.



## Глава 38. Оценка экономической эффективности реализации схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области.

### Оценка влияния реализации схемы и программы развития электроэнергетики на экономику Свердловской области

Схема и программа развития электроэнергетики Свердловской области на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года предусматривает:

ввод 620 МВт генерирующих мощностей;  
вывод 671 МВт и дополнительно 287,5 МВт генерирующих мощностей;  
строительство новых и реконструкцию ВЛ и КЛ 110-220 кВ общей протяженностью более 217,5 км;

строительство 3 ПС 110-220 кВ и реконструкцию 14 ПС 35-110 кВ с установкой более 1400 МВА новых трансформаторных мощностей.

Объем капитальных вложений по схеме и программе развития электроэнергетики Свердловской области на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года составляет порядка 28 млрд. рублей.

Экономическая эффективность реализации схемы и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года оценивалась по таким показателям, как ожидаемое снижение среднего показателя удельного расхода топлива на выработку электроэнергии, а также на изменение тарифов на электроэнергию для потребителей.

При реализации мероприятий, предусмотренных схемой и программой развития электроэнергетики Свердловской области на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года, к 2021 году ожидается существенное изменение (обновление) состава генерирующего оборудования с увеличением доли выработки электроэнергии на ПГУ с 9 процентов от общей выработки ТЭС в 2015 году до 21 процентов от общей выработки ТЭС к 2021 году с показателем удельного расхода топлива 220 г.у.т. на 1 кВт.ч. Диаграмма изменения структуры выработки электроэнергии на тепловых станциях Свердловской области приведена на рисунке 35.

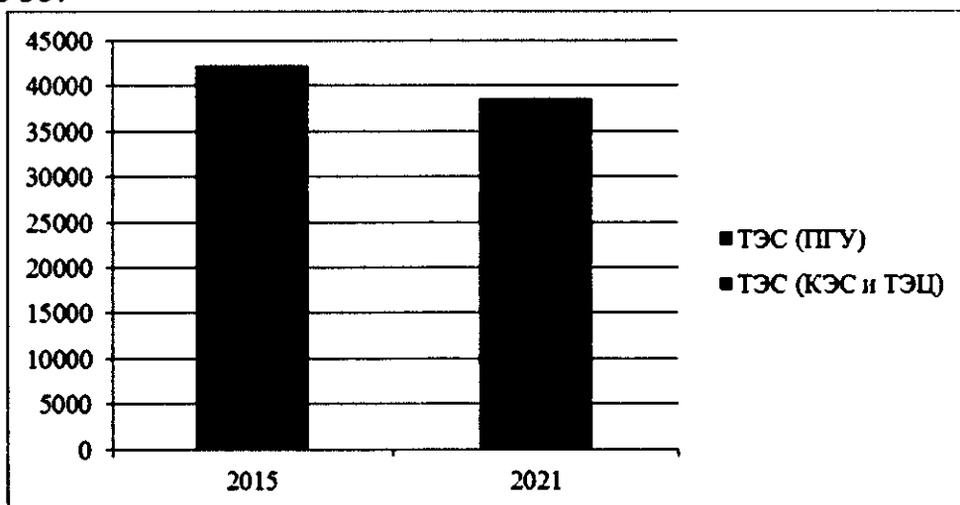


Рис. 35. Диаграмма изменения структуры выработки электроэнергии на тепловых станциях Свердловской области, млн. кВт.ч.

Кроме того, в результате обновления состава генерирующего оборудования увеличивается производительность труда с созданием/модернизацией рабочих мест. Особенно заметны изменения на Серовской ГРЭС, Нижнетуринской ГРЭС, где производится полная замена устаревшего оборудования на новое, современное.

Основная доля капитальных вложений в мероприятия, предусмотренные Схемой и программой развития электроэнергетики Свердловской области на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года, приходится на сооружение новых генерирующих мощностей – около 17 млрд. рублей (94 процента от общих капитальных затрат). В основном это собственные средства генерирующих компаний, средства, полученные при дополнительной эмиссии акций, а также за счет долгосрочных кредитных займов. Все генерирующие компании поставляют электроэнергию и мощность на оптовый рынок, где и формируются стоимость электроэнергии и мощности для покупателей и для продавцов. Ввиду того, что себестоимость выработки электроэнергии на ПГУ значительно ниже выработки электроэнергии на КЭС, ожидается постепенное снижение стоимости электроэнергии в целом по Свердловской области, что создает в свою очередь дополнительные предпосылки для развития энергоемких предприятий.

Доля капитальных вложений в сетевое строительство составляет около 11 млрд рублей, что в свою очередь составляет 6 процентов от общих капитальных затрат. Более половины капиталовложений в мероприятия реализуется за счет платы за технологическое присоединение новых потребителей, оставшаяся часть, связанная с повышением надежности электроснабжения существующих потребителей, будет реализовываться за счет включения платы в тариф на передачу сетевых компаний ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «МРСК Урала», ОАО «ЕЭСК», что может незначительно повлиять на величину тарифа на электроэнергию для конечных потребителей. При этом реализация мероприятий, связанных с повышением надежности электроснабжения потребителей, значительно снижает риски ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и мощности, тем самым исключая недовыпуск продукции, связанный с повреждением в сетях.



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	ТГУ-11,5	11,5						11,5	
7.	Нижнетуринская ГРЭС 1. GT13E2 RN-63-7.7 2. GT13E2 RN-63-7.7 4. P-15-111/21 8. T-88-90/2,5	575 242 230 15 88	191   15 88						472 242 230
8.	Качканарская ТЭЦ 1. ПР-25-90/10/1,2 2. ПР-25-90/10/0,9	50 25 25		50 25 25					
9.	Первоуральская ТЭЦ 2. P-6-35/10 3. P-6-35/3 4. P-6-35/10 5. ПР-6-35/10/1,2	36 6 6 6 6	12	24 6 6 6 6					
10.	Свердловская ТЭЦ 1. ПР-12-34/10/1 2. ПР-12-29/11/1,2 5. ПР-12-35/11/1,2	36 12 12 12	24  12 12				12 12		
11.	Красногорская ТЭЦ 5. P-14-29/1,2 2. P-17-29/8 9. P-17-29/8 1. P-14-29/1,2 4. P-14-29/1,2 6. T-25-29/1,2 10. P-20-29/8	121 14 17 14 14 25 17 20	121 14 17 14 14 25 17 20						
12.	Богословская ТЭЦ 1. P-20-29/7 2. P-20-29/7 3. P-10-29/7 6. T-33-31,5 7. P-41-31,5/1,7 8. P-6-31,5/7 10. P-5,5-31,5/7	135,5 20 20 10 33 41 6 5,5	135,5 20 20 10 33 41 6 5,5						
13.	Ново-Свердловская ТЭЦ 1. T-110/120-130-4 2. T-110/120-130-4 3. TP-110-130 4. T-110/120-130-5 5. T-117/120-130-5	557 110 110 110 110 117				557 110 110 110 110 117			
14.	ТЭЦ НТМК 1. ПТ-29/35-2,9/1,0 2а. P-6,7-2,9/1,4 2б. P-6,7-2,9/1,4 3. ПТ-30/40-2,9/1,0 4. P-11,5-2,9/0,7 5а. P-12-8,9/1,0 5б. P-12-8,9/1,0 6. ПТ-30/40-8,9/1,0 7. ПТ-12/13-2,9/1,0	149,9 29 6,7 6,7 30 11,5 12 12 30 12		12     12				137,9 29 6,7 6,7 30 11,5  12 30 12	
15.	ТЭЦ УВЗ 1. ПТ-30/35-90/10-5 2. АТ-20(25)-2 3. АТ-20(25)-2 4. АП-25-1 5. P-12-90/33 6. ПР-25/30-90/10/0,9	128 30 20 20 24 12 22	64  20 20 24	12    12		22    22		30 30	
16.	ТЭЦ ТМЗ 1. ПТ-12-35/10М 2. P-6-35/5 3. P-6-35/3	24 12 6 6	12 12	12  6 6					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17.	ТЭЦ ВИЗа 1. ПТ-25-90/10М 2. ПР-25-90/10/0,9 3. ПР-25-90/10/0,9 4. К-25-90	70,5 23,5 23,5 23,5 25			70,5 23,5 23,5 23,5			25 (конс.)	
18.	ГТ ТЭЦ (город Реж) 1. ГТ-009 2. ГТ-009	18 9 9					18 9 9		
19.	ГТ ТЭЦ (город Екатеринбург) 1. ГТ-009М 2. ГТ-009М	18 9 9						18 9 9	
20.	ТЭЦ РТИ 1. ПР-6-35/10/1,2М-1	6 6						6 6	
21.	Синарская ТЭЦ Р-12-35/5М Р-12-35/5М	24 12 12			24 12 12				
22.	ЦЭС ПАО «Надеждинский металлургический завод» П-6-16/2 П-6-16/2 П-6-16/2	18 6 6 6	18 6 6 6						
23.	ТЭЦ УЭХК 1. Р 6-35/5М-1 2. Р 6-35/5М-2 3. Р 6-35/5М-3 4. Р 6-35/10М-4 5. Р 6-35/10М-5	30 6 6 6 6 6				30 6 6 6 6 6			
24	МиниТЭЦ ОАО «СУМЗ» 1. TCG 2032 V16 2. TCG 2032 V17 3. TCG 2032 V18 4. TCG 2032 V19 5. TCG 2032 V20	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.	ТЭЦ 19 МУП 1. АР-6-11 2. АР-4-3М	10 6 4							6 4
26.	Свердловская область	10712,9	950,5	2503	4194,5	609	30	203,4	2222,5
27.	АЭС	1480			600				880
28.	ГЭС	7	7						
29.	ТЭС	9225,9	943,5	2503	3594,5	609	30	203,4	1342,5
30.	Доля, проценты	100	8,9	23,4	39,2	5,7	0,3	1,9	20,7

\* С учетом перемаркировки.

Приложение № 2  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2017–2021 годы и на  
перспективу до 2026 года

**Характеристика электросетевого комплекса по классам напряжения на 01 января 2016 года**

Наименование энергообъекта	Единица измерения	ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Урала	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»	ОАО «ЕЭСК»	АО «Облкоммуналэнерго»	ОАО «Региональная сетевая компания»	ЗАО «Тагилэнерго-сети»	ОАО «РЖД»
ПС 500 кВ	штук	5	0	0	0	0	0	0
ПС 220 кВ		22	2	2	0	0	0	1
ПС 35-110 кВ		0	384	68	18	10	1	77
ТП 10-6/0,4 кВ		0	9 415	2 333,5	2 364	806	769	2
ВЛ 500 кВ	км	1 988	0	0	0	0	0	0
ВЛ 220 кВ		3 224,6	26,82	0	0	0	0	0
ВЛ 35-110 кВ		10,83	9 950,20	90,46	54,09	36	0	515
ВЛ 10-0,4 кВ		41,44	29 962,52	1 999,8	6 173	1 490	1 097	1 505
КЛ 220 кВ		0	0	0	0	0	0	0
КЛ 35-110 кВ		0	17,13	108,85	0	0	0	307
КЛ 10-0,4 кВ		0	1 456,38	4 192,95	1 563	1 265	1 150	560

Приложение № 3  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2017–2021 годы и на  
перспективу до 2026 года

**Характеристика средств компенсации реактивной мощности на 01 января 2016 года**

Место установки	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, U ном	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени (МВАр)
Рефтинская ГРЭС	Р ВЛ Южная	3 * РОДЦ-60000/500	ВЛ 500 кВ Южная	1	180
ПС 500 кВ Емелино	Р 500 кВ ВЛ ВотГЭС	3 * РОМ-60000/500-У1	ВЛ 500 кВ ВотГЭС	1	180
ПС 500 кВ Исеть	Р-1-500	3 * РОМ-60000/500-У1	2 СШ 500 кВ	1	180
ПС 500 кВ Курчатовская	Р 500 Кв	3 * РОМ-60000/500-У1	1 СШ 500 кВ	1	180
Итого					720

Место установки	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, U ном	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени (МВАр)
1	2	3	4	5	6
ПС 500 кВ БАЗ	БСК	КС1-0,66-20-У1	1СШ 110 кВ	1	55,7
ПС 220 кВ Белка	БСК	КЭК1-1,05-63-1У1	1СШ 110 кВ	1	52
ПС 220 кВ Качканар	БСК	БК-1,05-240-У1 (КС-2-1,05-60-У1)	2СШ 110 кВ	1	52
ПС 220 кВ Кошай	БСК	КС2-1, 05-60-1У1	1СШ 110 кВ	1	52
ПС 220 кВ Ница	БСК	БКЭ-1,05-252-У1	1СШ 110 кВ	1	52
ПС 220 кВ Красноуфимская	БСК-1-110	БСК-110-26 УХЛ1	1СШ 110 кВ	1	26
	БСК-2-110	БСК-110-26 УХЛ1	2СШ 110 кВ	1	26
ПС 110 кВ Михайловская	БСК	КС1-0,66-20У1	2СШ 110 кВ	1	34,4

1	2	3	4	5	6
ПС 110 кВ Черемухово	БСК	КС1-0,66-20-1У1	1СШ 110 кВ	1	48,7
Итого					398,8

Место установки	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, U ном	Число ступеней при дискретном регулировании	Диапазон регулирования реактивной мощности	
					Q <sub>min</sub> (Мвар)	Q <sub>max</sub> (Мвар)
ПС 220 кВ Красноурьинск	СК 1	КСВБО-50-ПУ1	1С-10 кВ	0	-15	+15
ПС 220 кВ Красноурьинск	СК 2	КСВБО-50-ПУ1	2С-10 кВ	0	-15	+15
Итого					-30	+30

**Приложение № 4**  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2017–2021 годы и  
на перспективу до 2026 года

**Динамика электропотребления Свердловской энергосистемы  
в 2008–2015 годах в разрезе энергорайонов, групп потребителей  
и крупных потребителей**

№ строки	Наименование потребителя	Электропотребление (млн. кВт.ч)				
		2008 год	2009 год	2010 год	2014 год	2015 год
1	2	3	4	5	6	7
1.	Свердловская энергосистема	47709	42073	44714	43819	42941
2.	в том числе крупные потребители:					
3.	Филиал «БАЗ-СУАЛ» ОАО «СУАЛ»	3731	2560	1821	1207	217 (без объема последней мили)
4.	ПАО «Надеждинский металлургический завод»	485	380	465	433	348
5.	ОАО «Серовский завод ферросплавов»	1251	751	1352	1502	1407
6.	ОАО «Богословское рудоуправление»	97	82	90	98	73
7.	ОАО «Синарский трубный завод»	412	385	384	319	237
8.	ОАО «Каменск-Уральский металлургический завод»	344	405	345	394	86 (без объема последней мили)
9.	Филиал «УАЗ-СУАЛ» ОАО «СУАЛ»	2883	1540	1437	383	204
10.	ОАО «Северский трубный завод»	439	680	715	884	334
11.	ЗАО «Нижнесергинский метизно-металлургический завод»	81	74	172	88	72
12.	ОАО «Уралэлектромедь» (Верхняя Пышма)	358	335	335	394	267
13.	ОАО «Первоуральский новотрубный завод»	439	340	633	952	533
14.	ОАО «Среднеуральский медеплавильный завод»	536	502	435	494	333
15.	ЗАО «Ревдинский метизно-металлургический завод»	1259	1162	1200	1006	202 (без объема последней мили ПС «Метиз»)
16.	ЗАО СП «Катур-Инвест»	23	19	20	17	17

1	2	3	4	5	6	7
17.	ЗАО «Уралпластик»	19	18	19	13	14
18.	Нижнетагильский металлургический комбинат (ОАО «ЕВРАЗ НТМК»)	1552	1300	1300	1450	896
19.	ОАО «ЕВРАЗ Качканарский ГОК «Ванадий»	1753	1850	1850	2153	нет информации (от объектов последней мили)
20.	ОАО «Корпорация ВСМПО–АВИСМА»	678	567	597		689
21.	ОАО «Кировградский завод твердых сплавов»	77	51	62	53	49
22.	ОАО «Святогор»	232	236	237	226	216
23.	АО «Уральский электрохимический комбинат»	1275	1275	1275	1068	918
24.	ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор»	120	125	125	119	96
25.	ОАО «Ревдинский завод ОЦМ»	50	45	57	48	42
26.	ОАО «Уралэлектромедь» филиал «Сафьяновская медь»	10	9	8	18	22

Приложение № 5  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2017–2021 годы и  
на перспективу до 2026 года

**Наиболее крупные потребители электроэнергии  
в Свердловской энергосистеме**

№ строки	Отрасль	Наименование предприятия
1.	Производство продукции черной металлургии	Нижнетагильский металлургический комбинат (ОАО «ЕВРАЗ НТМК»)
2.		ОАО «Серовский ферросплавный завод»
3.		ОАО «Каменск-Уральский металлургический завод»
4.		ЗАО «Нижнесергинский метизно-металлургический завод»
5.		ООО «ВИЗ-сталь»
6.		ПАО «Надеждинский металлургический завод»
7.		ОАО «Первоуральский новотрубный завод»
8.		ОАО «Синарский трубный завод»
9.		ОАО «Северский трубный завод»
10.	Производство цветных металлов	ОАО «Уралэлектромедь»
11.		ОАО «Среднеуральский медеплавильный завод»
12.		ОАО «Святогор»
13.		ОАО «Корпорация ВСМПО–АВИСМА»
14.		филиалы «БАЗ-СУАЛ» и «УАЗ-СУАЛ» ОАО «СУАЛ»
15.	Машиностроение	ОАО «Уральский завод тяжелого машиностроения»
16.		ОАО «Уралхиммаш»
17.		ОАО «Уралэлектротяжмаш»
18.		АО «НПК «Уралвагонзавод»
19.	Добывающая промышленность	ОАО «Качканарский ГОК «Ванадий»
20.		ОАО «Высокогорский ГОК»
21.		ОАО «Севуралбокситруда»
22.	Производство прочих неметаллических минеральных продуктов	ОАО «Суходолжскцемент»
23.		ОАО «Невьянский цементный завод»
24.		ОАО «Ураласбест»

Приложение № 6  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2017–2021 годы и на  
перспективу до 2026 года

**Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований, расположенных на территории  
Свердловской области**

№ строки	Наименование муниципального образования	Утверждена схема теплоснабжения (да/ нет); срок утверждения/ планируемый срок в соответствии с графиком разработки; орган, принявший решение об утверждении схемы/графика	Организация-разработчик схемы теплоснабжения, с которой заключен договор на разработку схемы теплоснабжения по итогам проведенных конкурсных процедур	Срок исполнения и стоимость работ по разработке схемы теплоснабжения по итогам проведения конкурсных процедур (тыс. рублей)	Наименование определенной в соответствии со схемой единой тепло-снабжающей организации	Суммарный объем инвестиций в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения на период 2012–2014 годов и далее на перспективу до 2020 и 2027 годов (тыс. рублей)	
						2012–2014 годы	2012–2020, 2027 годы
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Арамильский городской округ	да, 12.12.2013, Глава Арамильского городского округа	ООО НПП «Элеком»	01.12.2013, 798,00	МУП «Арамиль-Тепло»	9140,00	63 940,00
2.	Артемовский городской округ	да, 28.08.2015, Администрация Артемовского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»		АО «Облкоммун-энерго»		
3.	Артинский городской округ	да, 20.06.2014, Администрация Артинского городского округа	ООО «Центр повышения энергетической эффективности», г. Ульяновск	16.04.2013, муниципальный контракт от 16.12.2013 № 53, 300,00	не определена	не определена	не определена
4.	Асбестовский городской округ	да, 04.06.2015 Администрация Асбестовского городского округа					
5.	Ачитский городской округ	да, 20.06.2014, Администрация Ачитского городского округа	ЗАО «Комэнергоресурс»	01.03.2014, 300,00	МУП ЖКХ Ачитского городского округа	11 032,00	53 250,00
6.	Баженовское сельское поселение	Да, 15.05.2015, Глава муниципального образования					

1	2	3	4	5	6	7	8
		«Баженовское сельское поселение»					
7.	Байкаловский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий					
8.	Байкаловское сельское поселение	да, 02.10.2013, Глава Байкаловского сельского поселения					
9.	Белоярский городской округ	да, 07.02.2013, Глава Белоярского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения» – ООО «Делтринг»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	МУП БГО «Белоярские тепловые сети»	610 600,00	869 470,00
10.	Березовский городской округ	да, 11.09.2015, Администрация Березовского городского округа	ООО «Центр энергетической эффективности», г. Ульяновск	31.12.2013, муниципальный контракт от 13.09.2013 № 74, 825,73	не определена	не определена	не определена
11.	Бисертский городской округ	да, 17.10.2014, Администрация Бисертского городского округа	ООО «Инженерные технологии», г. Киров	31.12.2013, 594,72	ЗАО «Регион-газ-инвест»	не определена	не определена
12.	Верхнесалдинский городской округ	да, 08.07.2014, Администрация Верхнесалдинского городского округа	ООО «Политерм», г. Санкт-Петербург	01.12.2013, внебюджетные источники	МУП «Городское управление ЖКХ»	не определена	не определена
13.	Городской округ Верхотурский	да, 11.02.2013, Администрация городского округа Верхотурский	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	МУП «Верхотурское ЖКХ»	172 400,00	143 900,00
14.	Волчанский городской округ	да, 09.12.2013, Глава Волчанского городского округа	ООО «Энвайпо»	15.12.2013, 335,00	статус ЕТО присваивается на основании поданных заявок	0,00	731 111,00
15.	Муниципальное образование «Восточное сельское поселение»	да, 05.09.2013, Глава Восточного сельского поселения	ООО ПП «Энергосбережение», г. Сухой Лог	01.08.2013, 81,00	МУП «Восточное коммунальное хозяйство»	2160,00	3280,00
16.	Муниципальное образование «Галкинское сельское поселение»	да, 02.10.2014, Глава муниципального образования «Галкинское сельское поселение»					
17.	Гаринский городской	да, 13.04.2015, Глава					

1	2	3	4	5	6	7	8
	округ	Гаринского городского округа					
18.	Городской округ ЗАТО Свободный	да, 26.06.2013, Дума городского округа ЗАТО Свободный	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	01.06.2013, 200,00	МУП ЖКХ «Кедр»	0,00	20 000,00
19.	Горноуральский городской округ	да, 21.01.2013, Администрация Горноуральского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	МУП ЖКХ «Энергия»	161 860,00	375 400,00
20.	Город Нижний Тагил	нет, планируемый срок утверждения – апрель 2016 года	ОАО ВНИПИэнергопром	30.06.2014, внебюджетные источники	не определена	не определена	не определена
21.	Городское поселение Верхние Серги	да, 24.12.2013, решение Думы городского поселения Верхние Серги	ООО «Инженерная компания-Т», г. Киров	03.11.2013, 290,00	не определена	не определена	не определена
22.	Городской округ Верхняя Пышма	да, 09.11.2015. Администрация городского округа Верхняя Пышма	ООО «ТЕГУР»	01.12.2013, 1301,78	не определена	не определена	не определена
23.	Городской округ «Город Лесной»	да, 12.05.2014, Администрация Городского округа «Город Лесной»	ООО «Гарант-экспресс»	31.10.2013, 400,00,	не определена	не определена	не определена
24.	Городской округ Богданович	да, 26.06.2014, Глава городского округа Богданович	ООО «Центр повышения энергетической эффективности», г. Ульяновск	05.11.2013, 163,24	не определена	не определена	не определена
25.	Городской округ Верхнее Дуброво	да, 09.12.2013, Администрация городского округа Верхнее Дуброво	ООО НПП «Элеком»	01.11.2013, 245,00, муниципальный контракт от 10.06.2013 № 107	МУП ЖКХ МО «р.п. Верхнее Дуброво»	30 000,00	333 000,00
26.	Городской округ Верх-Нейвинский	да, 16.05.2013, Администрация городского округа Верх-Нейвинский	ООО «Энергосоветник»	30.04.2013, 480,00	АО «Облкоммун-энерго»	230 000,00	160 000,00
27.	Городской округ Верхний Тагил	да, 13.03.2015, Администрация городского округа Верхний Тагил	договоренность с филиалом «Верхнетагильская ГРЭС» – АО «Интер РАО – Электрогенерация» о доработке имеющихся схем теплоснабжения	31.03.2013, внебюджетные источники	филиалом «Верхнетагильская ГРЭС» – АО «Интер РАО – Электрогенерация»	не определена	не определена
28.	Городской округ Верхняя Тура	да, 02.07.2013, Администрация Городского округа Верхняя	ООО «Невская энергетика»	01.06.2013, 435,40	ООО «Новая Энергетика»	20 000,00	94 852,40

1	2	3	4	5	6	7	8
		Тура					
29.	Городской округ Дегтярск	да, 31.01.2013, Дума городского округа Дегтярск	ГБУ СО «Институт энергосбережения» – НПО «Карат»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	МУП «Служба единого заказчика ГО Дегтярск»	200 000,00	165 000,00
30.	Городской округ Заречный	да, 26.12.2013, Администрация городского округа Заречный	ОАО «Концерн Росэнергоатом» – филиал «Белоярская атомная станция»	10.01.2013, внебюджетные источники	ООО «АтомТепло-ЭлектроСеть»	75 077,76	81 204,26
31.	Городской округ Карпинск	да, 08.12.2010, Глава городского округа Карпинск	ОАО «Инженерный центр энергетики Урала»	01.12.2010, 301,00	МУП «ККС»	300 000,00	270 000,00
32.	Городской округ Краснотурьинск	да, 02.09.2013, Администрация городского округа Краснотурьинск	ООО «Невская энергетика», г. Санкт-Петербург	01.08.2013, 1688,40	ПАО «Т Плюс»	24 000,00	439 935,90
33.	Городской округ Красноуральск	да, 23.12.2013, Администрация городского округа Красноуральск	ООО «ПромСельхоз Энерго»	31.10.2013, 3100,00	МУП «Красноуральская теплосетевая компания»	0,00	144 170,00
34.	Городской округ Красноуфимск	да, 31.12.2013, Глава Администрации городского округа Красноуфимск	ООО «Институт развития энергоэффективных технологий», г. Тверь	31.12.2013, 1000,00	МУП «Тепловые сети г. Красноуфимск»	60 250,00	992 189,00
35.	Городской округ Нижняя Салда	да, 24.12.2012, Глава Администрации городского округа Нижняя Салда	ООО «Региональный сервисный центр – Урал»	26.11.2012, 299,73	филиал ОАО «ЕВРАЗ НТМК» – НСМЗ, ФГУП НИИМаш	858 600,00	1 383 750,00
36.	Городской округ Пелым	да, 20.06.2014, решение Думы городского округа Пелым					
37.	Городской округ Первоуральск	да, 23.07.2014, Администрация городского округа Первоуральск	ООО «Джи Динамика», г. Санкт-Петербург	01.10.2013, 3000,00	ООО «СТК»	не определена	не определена
38.	Городской округ Ревда	да, 13.03.2014, Администрация городского округа Ревда	ООО «Омская энергосервисная компания», г. Омск	срок исполнения работ 18.01.2014, 1964,12	ООО «Тепло-снабжающая компания»	2299,70	1 817 200,00
39.	Городской округ Рефтинский	да, 11.07.2014, Глава городского округа Рефтинский	ООО «Джи-Динамика», г. Санкт-Петербург	договор от 19.12.2013 № 423, срок исполнения работ 30.03.2014, 880,00	МУОП «Рефтинское» городского округа Рефтинский	497 442,00	490 844,85

1	2	3	4	5	6	7	8
40.	Городской округ Среднеуральск	да, 18.07.2014, Администрация городского округа Среднеуральск	ОАО «Объединение ВНИПИЭНЕРГОПРОМ»	01.12.2013, не определена	ОАО «Теплопрогресс»	0,00	5000,00
41.	Городской округ Староуткинск	да, 24.04.2015, Администрация городского округа Староуткинск					
42.	Городской округ Сухой Лог	да, 20.01.2014, Глава городского округа Сухой Лог	ООО «Энергосбережение»	01.12.2012, 2000,0	МУП «Жилкомсервис»	96 621,00	114 500,00
43.	Дружининское городское поселение	да, 28.05.2014, решение Думы Дружининского городского поселения	ООО НПП «Элеком»	01.10.2013, 400,00	МУП «ЖКХ» Дружининского городского поселения	32 000,00	70 000,00
44.	Муниципальное образование «Зареченское сельское поселение»	да, 26.06.2014, решение Думы Зареченского сельского поселения	ООО НПП «Элеком»	01.10.2013, 176,00	не определена	не определена	не определена
45.	Ивдельский городской округ	да, 10.09.2013, Администрация Ивдельского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	01.06.2013, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета (1800,0, ЗАО «Уралсевергаз»)	МУП «Теплокомплекс»	34 395,00	44 058,39
46.	Ирбитское муниципальное образование	да, 29.05.2014, Администрация Ирбитского муниципального образования	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	01.12.2013, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	не определена	не определена	не определена
47.	Муниципальное образование «Калиновское сельское поселение»	да, 22.03.2013, решение Главы муниципального образования «Калиновское сельское поселение»					
48.	Каменский городской округ	да, 10.09.2014, Глава Каменского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	не определена	не определена	не определена
49.	Камышловский городской округ	да, 12.01.2015, Администрация Камышловского городского округа	ООО «НПО Карат»		МУП «Камышловское тепло-снабжающее предприятие»	не определена	не определена
50.	Муниципальное образование Камышловский	не требуется в связи с отсутствием полномочий					

1	2	3	4	5	6	7	8
	муниципальный район						
51.	Качканарский городской округ	да, 28.04.2014, Администрация Качканарского городского округа	проводятся конкурсные процедуры	01.10.2013, 4000,0	ООО «Качканарская теплоснабжающая компания»	не определена	не определена
52.	Кировградский городской округ	да, 19.02.2015, Администрация Кировградского городского округа	ООО НПП «Элеком»		не определена	не определена	не определена
53.	Кленовское сельское поселение	не требуется					
54.	Краснополянское сельское поселение	да, 29.08.2014, Глава Краснополянского сельского поселения					
55.	Кузнецовское сельское поселение	не требуется					
56.	Кушвинский городской округ	да, 24.10.2013, Администрация Кушвинского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	муниципальный контракт от 13.05.2013 № 32-2013/Р на сумму 2150,00	ООО «Тепло-сервис», АО «Облкоммун-энерго»	0,00	150 000,00
57.	Малышевский городской округ	да, 03.09.2013, Глава Малышевского городского округа	ИП Собецкая М.В.	01.10.2013, 930,00	не определена	не определена	не определена
58.	Махневское муниципальное образование	да, 21.12.2015, Администрация Махневского муниципального образования					
59.	Михайловское муниципальное образование	да, 25.03.2014, Администрация Михайловского муниципального образования					
60.	Муниципальное образование «город Екатеринбург»	да, 10.01.2014, Министерство энергетики Российской Федерации	ОАО «Объединение ВНИПИэнергопром»	разработка произведена в период 2010–2012 годов. Стоимость работ по контракту – 30 237,00	45 ЕТО в 89 зонах действия, в том числе ПАО «Т Плюс»	0,00	85 286 000,00
61.	Муниципальное образование «Поселок Уральский»	да, 25.11.2013, Администрация муниципального образования «Поселок Уральский»	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	01.09.2013, 300,00	ОАО «РЭУ»	0,00	143 488,00
62.	Муниципальное образование	да, 03.11.2015, Администрация Муниципальное образование					

1	2	3	4	5	6	7	8
	Алапаевское	Алапаевское					
63.	Город Каменск-Уральский	да, 31.10.2014, Администрация города Каменска-Уральского	ОАО «Инженерный центр энергетики Урала»	01.10.2014, согласно графику 3 этапа разработки, 2 этап выполнен, 5500,00	ЗАО «Каменская теплоснабжающая компания»	не определена	не определена
64.	Муниципальное образование город Алапаевск	да, 10.02.2014, Администрация муниципального образования город Алапаевск	ООО «ТЕГУР»	02.12.2013, 1 этап – 75 дней; 2 этап – 143 дня; цена контракта 2001,50	ЗАО «ТЭКУР»	40 270,00	673 990,00
65.	Муниципальное образование город Ирбит	да, 23.09.2013, Администрация муниципального образования город Ирбит	ООО «Невская энергетика»	01.12.2013, 1987,00	ЗАО «Регионгазинвест»	340 080,00	546 988,00
66.	Муниципальное образование Красноуфимский округ	да, 13.02.2014, Администрация муниципального образования Красноуфимский округ					
67.	Муниципальное образование рабочий поселок Атиг	да, 28.08.2013, Администрация муниципального образования рабочий поселок Атиг					
68.	Невьянский городской округ	да, 29.10.2013, Администрация Невьянского городского округа	ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», учебный научный центр «Энергетика»	01.09.2013, 686,00	ЗАО «Регионгазинвест», МУП «Территория», ОАО «Свердловск-автодор филиал Невьянское ДРСУ»	0,00	122 664,00
69.	Нижнесергинский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий					
70.	Нижнесергинское городское поселение	да, 14.04.2014, Глава Нижнесергинского городского поселения	ООО НПП «Элеком»	01.04.2014, 396,65	МУП «Тепловые сети»	344 780,00	637 610,00
71.	Нижнетуринский городской округ	да, 10.11.2014, Администрация Нижнетуринского городского округа	ООО «Энерго-Инжиниринг», г. Москва	01.03.2014, 3500,0	ПАО «Т Плюс»	не определена	не определена
72.	Ницинское сельское поселение	да, 14.01.2014, Администрация Ницинского сельского	ООО «ГарантЭнерго Проект»	01.12.2013, 1 этап – 90,0;	МУП «Ницинское	не определена	не определена

1	2	3	4	5	6	7	8
		поселения		2 этап – 90,0	ЖКХ»		
73.	Новолялинский городской округ	да, 30.04.2014, Глава Новолялинского городского округа	ООО «Арбус»	20.12.2013, 396,70	г. Новая Ляля, МУП «Газовое хозяйство»	6200,00	112 600,00
74.	Новоуральский городской округ	да, 03.11.2010, Администрация Новоуральского городского округа	ООО «РЭСТ»	01.12.2013, 1400,0	не определена	0,00	10 000,00
75.	Муниципальное образование «Обуховское сельское поселение»	да, 21.01.2014, Глава муниципального образования «Обуховское сельское поселение»	ООО ПП «Энергосбережение», г. Сухой Лог	01.10.2013, 155,00	ООО «Комфорт»	не определена	не определена
76.	Полевской городской округ	да, 14.11.2014, Администрация Полевского городского округа	ООО «Джи-Динамика», г. Санкт-Петербург	31.10.2013, 1100,0	не определена	не определена	не определена
77.	Пышминский городской округ	да, 21.04.2014, Администрация Пышминского городского округа	ООО «Диагностика и энергоэффективность»	22.12.2013, 637,5	МУП «Аварийно-восстановительная служба»	4300,00	253 900,00
78.	Режевской городской округ	да, 10.12.2013, Администрация Режевского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	30.06.2013, 3499,0	ООО «РТСК»	0,00	527 081,00
79.	Североуральский городской округ	да, 22.07.2014, Администрация Североуральского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета (2700,0)	МУП «Комэнерго-ресурс»	не определена	не определена
80.	Серовский городской округ	да, 21.01.2014, Администрация Серовского городского округа	ООО НПП «Элеком»	01.10.2013, 6449,8	ООО «Вертикаль»	120 000,00	600 000,00
81.	Сладковское сельское поселение	да, 14.11.2013, Глава Сладковского сельского поселения	ООО НПП «Элеком»	01.02.2014, 90,2	МУП «Сладковское ЖКХ»	2572,93	16 800,00
82.	Слободо-Туринский муниципальный район	не требуется в связи с отсутствием полномочий					
83.	Слободо-Туринское сельское поселение	да, 07.04.2014, Администрация Слободо-Туринского сельского поселения	ООО НПП «Элеком»	31.12.2013, 499,00	МУП «Слободо-Туринское ЖКХ»	не определена	не определена
84.	Сосьвинский городской округ	да, 22.04.2015, Администрация Сосьвинского городского округа		30.06.2014, в местном бюджете на 2014 год запланировано 939,0	не определена	не определена	не определена
85.	Сысертский городской округ	да, 21.11.2014, Администрация Сысертского городского округа		30.04.2014, не определена	не определена	не определена	не определена
86.	Таборинский	не требуется в связи с					

1	2	3	4	5	6	7	8
	муниципальный район	отсутствием полномочий					
87.	Таборинское сельское поселение	да, 15.09.2014, Глава Таборинского сельского поселения					
88.	Тавдинский городской округ	да, 05.09.2014, Администрация Тавдинского городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	ЗАО «Регионгаз-инвест»	0,00	337 279,00
89.	Талицкий городской округ	да, 13.10.2014, Администрация Талицкого городского округа	ГБУ СО «Институт энергосбережения», разработчик ООО «Энергобаланс»	31.12.2012, в рамках пилотного проекта средства областного бюджета	МУП «Теплосетевая компания»	0,00	231 593,00
90.	Тугулымский городской округ	да, 30.01.2015, Администрация Тугулымского городского округа	ООО НПП «Элеком»		АО «Облкоммун-энерго»	не определена	не определена
91.	Туринский городской округ	да, 17.10.2013, Глава Туринского городского округа	ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»	25.10.2013, 1250,0	ЗАО «Регионгаз-инвест», МУП ЖКХ «Теплоэнерго-цех № 1»	242 680,00	692 681,20
92.	Унже-Павинское сельское поселение	не требуется					
93.	Усть-Ницинское сельское поселение	да, 20.11.2013, Администрация Усть-Ницинского сельского поселения	ООО «Проектное бюро «Регион»	01.11.2013, 99,00	МУП «Жилком-сервис»	0,00	0,00
94.	Шалинский городской округ	да, 24.03.2014, Администрация Шалинского городского округа	ООО «Энергетическая комплексная организация»	01.03.2014, 174,00	не определена	0,00	181 570,00
95.	ИТОГО						
96.	ОМС схема разработана				85		
97.	Не требуется разработка				8		
98.	Схема не разработана				1		



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12.	8. Т-88-90/2,5		газ природный	окончательный		88,0					88,0
13.	Всего по станции					88,0					88,0
14.	Свердловская ТЭЦ	филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»									
15.	3. ПР-12-29		газ природный	окончательный	12,0						12,0
16.	Всего по станции				12,0						12,0
17.	Верхнетагильская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»									
18.	7. К-165-130		газ природный	окончательный		165,0					
19.	Всего по станции					165,0					
20.	Вывод всего				178,0	253,0	388,0				671,0

Приложение № 8  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2017–2021 годы и  
на перспективу до 2026 года

**Объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования по энергосистеме Свердловской области  
(дополнительные) (МВт)**

№ строки	Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип демонтажа	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2016– 2021 годы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Нижнетуринская ГРЭС	филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»									
2.	4. Р-15-111/21		газ природный	окончательный		15,0					15,0
3.	Всего по станции					15,0					15,0
4.	Верхнетагильская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»									
5.	8. К-165-130		газ природный	окончательный		165,0					165,0
6.	Всего по станции					165,0					165,0
7.	Качканарская ТЭЦ	ОАО «ЕВРАЗ КГОК»	газ природный	окончательный							
8.	2. ПР-25-90				25,0						25,0
9.	Всего по станции				25,0						25,0
10.	Свердловская ТЭЦ	филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»									
11.	5. ПР-12-29		газ природный	окончательный	12,0						12,0
12.	Всего по станции				12,0						12,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
13.	ТЭЦ ВИЗа	ОАО МК «Уралметпром», ООО «ТГ-1», ООО «ТГ-2»									
14.	1. ПТ-25-90/10М		газ природный	окончательный	23,5						23,5
15.	2. ПР-25-90/10/0,9		газ природный	окончательный	23,5						23,5
16.	3. ПР-25-90/10/0,9		газ природный	окончательный	23,5						23,5
17.	Всего по станции				70,5						70,5
18.	Демонтаж всего				107,5	180,0					287,5

Приложение № 9  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2017–2021 годы и  
на перспективу до 2026 года

**Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования  
с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Свердловской области (МВт)**

№ строки	Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2016–2021 годы
1.	Верхнетагильская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»									
2.	12. ПГУ-420		газ природный	новое строительство		420,0					420,0
3.	Академическая ТЭЦ	филиал «Свердловский» ПАО «Т Плюс»									
4.	1. ПГУ-200 (Т)		газ природный	новое строительство	200,0						200,0
5.	Вводы всего				200,0	420,0					620,0

Приложение № 10  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2017–2021 годы и  
на перспективу до 2026 года

Основной реестр электрических нагрузок объектов, задействованных в проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году

№ п/п	№ мероприятия*	Наименование объекта по ПП РФ	Ответственный исполнитель	Основание (заявка ТП/письмо ГК/письмо о намерениях)	Сведения о дате подачи/корректировки заявки	Точка присоединения (ПС)	Срок сдачи объекта в эксплуатацию (месяц, год)	Общая заявленная максимальная мощность (МВт)	Фактически потребляемая мощность по объектам	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Принадлежность к сетевой компании, ФСК/МРСК/ЕЭСК	Дата и номер заключенного договора ТП	Мощность, фактически указанная в заключенном договоре ТП (МВт)	Примечание
										год	год	год	год	год	год				
										I-IV кв.									
										Р (МВт)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.	2	Реконструкция и реставрация объекта культурного наследия «Стадион «Центральный». Комплекс», г. Екатеринбург, ул. Репина, д. 5.	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 11.11.2015 № 15654-2015	ПС 110 кВ Нагорная, ПС 110 кВ Западная	12.2017	7,76	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	7,76	ОАО «ЕЭСК»	19.03.2015 № 19944	7,76	
2.	100	Поставка, монтаж, демонтаж строений и сооружений временного назначения на территории стадиона в г. Екатеринбурге, ул. Репина, д. 5, в том числе проектно-изыскательские работы																	
3.	18	Реконструкция тренировочной площадки муниципального автономного учреждения «Спортивный комбинат «Урал», г. Екатеринбург, ул. Комвузовская, д. 9	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 03.02.2016 № 1067	ПС 110 кВ Кировская	12.2016	0,262	0,197	0,197	0,197	0,197	0,231	0,231	0,231	ОАО «ЕЭСК»	01.03.2016 № 23349	0,71	
4.	19	Реконструкция тренировочной площадки на стадионе муниципального автономного учреждения «Спортивно-оздоровительный комплекс «Калининец», г. Екатеринбург, ул. Краснофлотцев, д. 48	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 14.08.2014 № 11183	ПС 110 кВ Куйбышевская, ПС 110 кВ Орджоникид-зевская	12.2016	1,1	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,93	0,93	ОАО «ЕЭСК»	01.10.2014 № 16665	1,1	
5.	20	Реконструкция стадиона «Уралмаш», г. Екатеринбург, ул. Фестивальная, д. 8	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 16.04.2015 № 5130	ПС 110 кВ Заводская	объект введен в работу 09.10.2015	0,98	0,18	0,18	0,18	0,60	0,60	0,60	0,60	ОАО «ЕЭСК»	Дополнительное соглашение 06.05.2015 к договору от 30.06.2014 № 15273	0,98	договор исполнен 05.2015, оформлен АРБП № 218-87/216-3 от 09.10.2015
6.	62	Реконструкция тренировочной площадки Екатеринбургского муниципального унитарного предприятия «Парк стадион Химмаш», г. Екатеринбург, ул. Дагестанская, д. 1а	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 05.11.2015 № 15410-2015	ПС 110 кВ Нижнеисетская	12.2017	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	ОАО «ЕЭСК»	24.12.2015 № 22469	0,3	выполняется выбор подрядчика для проведения ПИР
8.	175	Реконструкция (восстановление) аэродромных покрытий в аэропорту Кольцово, г. Екатеринбург, Свердловская область (II очередь)	Росавиация	заявка ТП	от 31.01.2013 № 593	ПС 35 кВ Кольцово, ПС 110 кВ Авиатор	2017	11,81	5,81	5,81	6,77	6,77	10,49	10,87	10,87	ПАО «Аэропорт Кольцово»	15.11.2013 № 9665	11,81	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
9.	175 (1)	Реконструкция пассажирского терминала, системы электрогазоснабжения аэропорта	Правительство Свердловской области																
10.	207	Капитальный ремонт государственного бюджетного учреждения здравоохранения Свердловской области «Свердловская областная клиническая больница № 1», г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 185	Правительство Свердловской области			ПС 110 кВ Ясная		0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	ОАО «ЕЭСК»			
11.	208	Капитальный ремонт муниципального бюджетного учреждения здравоохранения «Центральная городская больница № 2», г. Екатеринбург, ул. Московская, д. 2	Правительство Свердловской области			ПС 110 кВ Западная		0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	ОАО «ЕЭСК»			
12.	209	Капитальный ремонт муниципального автономного учреждения здравоохранения «Центральная городская больница № 40», г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 189	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 21.10.2014 № 16343	ПС 110 кВ Ясная	12.2016	2,43	1	1	1	1	1	1,74	1,74	ОАО «ЕЭСК»	16.12.2014 № 18362	2,43	
13.	225	Модернизация водовода по ул. Репина от ул. Отрадная до водовода Дуб600 (по ул. Ленинградская), Ду1000 протяженностью 0,9 км, г. Екатеринбург	Правительство Свердловской области					0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
14.	Временные объекты, подключаемые на период проведения чемпионата мира по футболу																		
15.		Зона коммерческого гостеприимства по ул. Пирогова – Ключевская – Мельникова – Татищева	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 01.03.2016 № 2313	ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Нагорная	31.03.2018	1,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,34	1,34	ОАО «ЕЭСК»			Подписано соглашение о взаимодействии с ЗАО «Урал-Энерго-Строй»
16.		Пресс-центр, зона рекламных экранов, центр вещания, располагаемые на земельном участке с кадастровым номером 66:41:0000000:89761	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 01.03.2016 № 2313	ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Нагорная		0,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	0,84	ОАО «ЕЭСК»			Подписано соглашение о взаимодействии с ЗАО «Урал-Энерго-Строй»
17.		Центр билетирования, аккредитационный центр, центр волонтеров, располагаемые на земельном участке с кадастровым номером 66:41:0303043:91	Правительство Свердловской области	заявка ТП	от 01.03.2016 № 2313	ПС 110 кВ Западная, ПС 110 кВ Нагорная		0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,08	ОАО «ЕЭСК»			Подписано соглашение о взаимодействии с ЗАО «Урал-Энерго-Строй»

\* По постановлению Правительства Российской Федерации от 20.06.2013 № 518 «О Программе подготовки к проведению в 2018 году в Российской Федерации чемпионата мира по футболу».

Приложение № 11  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2017–2021 годы и  
на перспективу до 2026 года

**Загрузка центров питания, задействованных при проведении чемпионата мира по футболу в 2018 году**

№ п/п	Наименование ПС	Номинальная трансформаторная мощность (МВА)	Отчетная загрузка трансформаторов						Мощность, планируемая к присоединению по объектам, не относящимся к проведению ЧМ-2018 (до 2018 года включительно; с учетом собственных нужд ПС)			Мощность, планируемая к присоединению по объектам, относящимся к проведению ЧМ-2018 (до 2018 года включительно; с учетом собственных нужд ПС)			Нагрузка на 2018 год с учетом существующей нагрузки, мощности, планируемой к присоединению по объектам, не входящим в ПП РФ от 20.06.2013 № 518 и объектам, задействованным в проведении ЧМ-2018 (на момент проведения ЧМ-2018, летний максимум)					Нагрузка на 2018 год с учетом существующей нагрузки, мощности, планируемой к присоединению по объектам, не входящим в ПП РФ от 20.06.2013 № 518 и объектам, задействованным в проведении ЧМ-2018 (зимний максимум)					
			Летний максимум (2014 год)			Зимний максимум (ОЗП, 2014–2015 годы)			P (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)	P (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)	Нагрузка по реестру (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)	P (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)	Загрузка трансформаторов (процентов)	P (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)	Загрузка трансформаторов (процентов)
			P (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)	P (МВт)	Q (Мвар)	S (МВА)																	
1.	ПС 110 кВ Западная	80	20,87	5,22	21,51	22,33	4,50	22,78	21,07	8,98	22,90	4,05	1,73	4,40	36,51	15,55	39,68	49,6	37,97	16,17	41,27	51,6			
2.	ПС 110 кВ Нагорная	80	23,57	6,84	24,54	30,26	6,98	31,05	14,78	6,30	16,07	3,97	1,69	4,32	35,67	15,19	38,77	48,5	42,36	18,04	46,04	57,6			
3.	ПС 110 кВ Заводская	40	10,50	4,92	11,60	14,55	5,10	15,42	1,66	0,71	1,81	0,80	0,34	0,87	11,83	5,04	12,86	32,1	15,88	6,76	17,26	43,2			
4.	ПС 110 кВ Куйбышевская	63	11,99	9,18	15,10	15,73	9,86	18,56	3,26	1,39	3,55	0,17	0,07	0,18	13,87	5,91	15,08	23,9	17,61	7,50	19,14	30,4			
5.	ПС 110 кВ Орджоникидзевская	80	20,06	6,73	21,15	34,03	7,59	34,87	5,59	2,38	6,08	0,17	0,07	0,18	23,22	9,89	25,24	31,5	37,20	15,85	40,43	50,5			
6.	ПС 110 кВ Кировская	126	23,16	11,94	26,06	25,90	10,81	28,07	3,34	1,42	3,63	0,07	0,03	0,07	25,03	10,66	27,21	21,6	27,77	11,83	30,19	24,0			
7.	ПС 35 кВ Кольцово	12,6	1,59	0,40	1,63	7,06	1,76	7,28	0,18	0,08	0,20	3,00	1,28	3,26	4,44	1,89	4,83	38,3	9,92	4,23	10,78	85,6			
8.	ПС 110 кВ Авиатор	80	8,06	3,13	8,65	4,14	0,89	4,23	31,18	13,28	33,89	3,00	1,28	3,26	27,97	11,91	30,40	38,0	24,05	10,24	26,14	32,7			
9.	ПС 110 кВ Ясная	80	32,04	12,36	34,34	39,13	12,59	41,11	8,95	3,81	9,73	1,43	0,61	1,55	37,70	16,06	40,98	51,2	44,79	19,08	48,69	60,9			
10.	ПС 35 кВ Птицефабрика	80,5	24,09	13,04	27,39	31,13	14,26	34,24	3,21	1,37	3,49	0,00	0,00	0,00	25,86	11,01	28,10	34,9	32,90	14,01	35,76	44,4			

Приложение № 12  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2017–2021 годы и  
на перспективу до 2026 года

### ПЕРЕЧЕНЬ

мероприятий по развитию электросетевого комплекса (объектов реконструкции, нового строительства), необходимых для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Свердловской области

№ строки	Наименование мероприятия	Назначение мероприятия	Технические характеристики	Срок ввода	Ориентировочная сметная стоимость без НДС (млн. рублей)	Владелец сетевого объекта
1	2	3	4	5	6	7
1.	Мероприятия по электросетевому строительству, необходимые для обеспечения выдачи мощности электрических станций					
2.	ТЭЦ Академическая					
3.	Сооружение шлейфовых заходов на РУ 110 кВ ТЭЦ Академическая ВЛ 110 кВ Академическая–Южная с отпайкой на ПС Овощная и ВЛ 110 кВ Петрищевская–Южная с отпайкой на ПС 110 кВ Овощная	обеспечение выдачи мощности ПГУ-230 ТЭЦ Академическая	2х0,955 км 2х0,97 км	2015–2016 годы	265,40	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
4.	Мероприятия, необходимые для подключения новых потребителей					
5.	Электроснабжение новых потребителей города Екатеринбурга и пригорода					
6.	Строительство ПС 220 кВ Надежда с установкой двух АТ номинальной мощностью 250 МВА	реализация технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	2х250 МВА	2017* год	1528,20	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
7.	Строительство шлейфовых заходов на ПС 220 кВ Надежда от ВЛ 220 Ново-Свердловская ТЭЦ – Южная	реализация технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	2х6,35 км	2017 год	2033,60	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
8.	Перезавод ВЛ 110 кВ Сибирская – Южная 1,2,3 с отпайкам; ВЛ 110 кВ Сибирская – Чкаловская с отпайками; ВЛ 110 кВ Сибирская – Авиатор с отпайками с ПС 110 кВ Сибирская на ПС 220 кВ Надежда; строительство ВЛ 110 кВ Надежда – Сибирская 1 и 2	реализация технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	0,25 км; 1,29 км; 0,57 км 1,3 км	2017 год	127,53	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
9.	Перезавод КЛ 110 кВ Арена – Сибирская с ПС 110 кВ Сибирская на ПС 220 кВ Надежда	реализация технологического присоединения для новых потребителей города Екатеринбурга	1,25 км	2017 год	112,00	ОАО «ЕЭСК»
10.	Электроснабжение потребителей ОАО «Первоуральский новотрубный завод»					
11.	Строительство шлейфовых заходов на ПС 220 кВ Трубная от ВЛ 220 кВ Среднеуральская ГРЭС–Превоуральская I цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Трубная	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ОАО «Первоуральский новотрубный завод»	6,65 км	2017 год	546,20	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
12.	Электроснабжение потребителей ООО «Белокаменные копи»					

1	2	3	4	5	6	7
13.	Строительство ПС 110 кВ Копи с отпайкой от ВЛ 110 кВ Асбест–Знаменская	реализация технологического присоединения для новых производственных мощностей промплощадки ООО «Белокаменные копи»	1х2,5 МВА	2017 год	уточняется проектом	ООО «Белокаменные копи»
14.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Асбест–Знаменская с установкой ответвительной опоры	реализация технологического присоединения для новых производственных мощностей промплощадки ООО «Белокаменные копи»	–	2017 год	5,04	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
15.	Электроснабжение нового производства ОАО «Уральский трубный завод»					
16.	Строительство ПС 220 кВ Уралтрубпром с ВЛ 220 кВ Емелино–Уралтрубпром 1, 2	реализация технологического присоединения для электроснабжения новых производственных мощностей ОАО «Уральский трубный завод»	2х80 МВА, 2х50 км	2018 год	3225,50	ОАО «Уральский трубный завод»
17.	Электроснабжение потребителей ООО «Газпромцентрремонт»					
18.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнетуринская ГРЭС–Красноуральск с отпайками с установкой ответвительной опоры	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Газпромцентрремонт»	0,147 км	2016	31,70	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
19.	Строительство отпайки от реконструируемой ВЛ 110 кВ Нижнетуринская ГРЭС–Красноуральск с отпайками до ПС 110 кВ Актай	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Газпромцентрремонт»	5 км	2016	75,15	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
20.	Электроснабжение потребителей ООО «Энергоресурс»					
21.	Замена на ПС 500 кВ Южная ошиновки на ВЛ 110 кВ Полевская–Южная с отпайками, выполненной проводом марки АС-95/27 на провод марки не менее АС-150 или аналогичный по ДТН	реализация технологического присоединения для электроснабжения потребителей ООО «Энергоресурс»	АСПТ – 95	2016 год	уточняется проектом	филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала
22.	Объекты реконструкции					
23.	Реконструкция транзита 110 кВ Асбест – Знаменская – 238 км – Сухой Лог с заменой провода на провод АС-240 или аналогичный по ДТН	исключение перегрузки оборудования при единичном аварийном отключении сетевого элемента	43 км	2017 год	183,45	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
24.	Замена на ПС 110 кВ 238км ошиновки ВЛ 110 кВ 238 км-Знаменская и ВЛ 110 кВ 238 км – Сухой Лог марки АС-120 на провод марки АС-240 или аналогичный по ДТН	исключение перегрузки оборудования при единичном аварийном отключении сетевого элемента		2016 год	0,822	Свердловская железная дорога – филиал ОАО «РЖД»
25.	Реконструкция ПС 110 кВ Нива (надстройка 110 кВ) с реконструкцией ПС 35 кВ Полевая	предотвращение перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х40 МВА, 3,25 км	2018 год	595,00	ОАО «ЕЭСК»
26.	Реконструкция ВЛ 35 кВ Шпагатная – Нива с отпайкой на ПС Полевая с переводом на 110 кВ	предотвращение перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	7 км	2018 год	74,46	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
27.	Реконструкция ПС 110 кВ Полевская с заменой трансформаторов 1х16 и 2х15 МВА на 2х40 МВА.	предотвращение перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х40 МВА	2019 год	440,06	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
28.	Реконструкция ПС 110 кВ Свобода с установкой второго трансформатора мощностью 10 МВА	предотвращение перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	1х10 МВА	2021 год	56,9	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
29.	Реконструкция ПС 110 кВ Свердловская с заменой трансформаторов 1х31,5 МВА, 1х63 МВА на 2х40 МВА	необходимость поддержания технического состояния	2х40 МВА	2021 год	382,8	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»

1	2	3	4	5	6	7
30.	Реконструкция ПС 110 кВ Мирная с заменой трансформатора 1х25 МВА на 2х10 МВА	ликвидация тупиковой схемы электроснабжения потребителей, относящихся ко второй категории	2х10 МВА	2018 год	144,97	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
31.	Реконструкция ПС 110кВ Тугулым с заменой трансформатора 1х6,3 МВА на 1х10 МВА	предотвращение перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	1х10 МВА	2021 год	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
32.	Реконструкция ПС 110 кВ Кадниковская с заменой трансформаторов мощностью 2х10 МВА на 2х25 МВА	предотвращение перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х25 МВА	2018 год	230,221	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
33.	Реконструкция ПС 110 кВ Марковская с заменой трансформаторов мощностью 2х25 МВА на 2х40 МВА	предотвращение перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х40 МВА	2019 год	98,335	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
34.	Реконструкция ПС 110 кВ Среднеуральская с заменой трансформаторов 2х10МВА на 2х16 МВА	предотвращение перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х16МВА	2021 год	уточняется проектом	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
35.	Реконструкция ПС 110 кВ Верхняя Сысерть с установкой второго трансформатора мощностью 16 МВА	предотвращение перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	1х16 МВА	2016 год	535,785	филиал ОАО «МРСК Урала» – «Свердловэнерго»
36.	Реконструкция ПС 110 кВ Горный Щит с заменой трансформаторов мощностью 2х16 МВА на 2х40 МВА	предотвращение перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х40 МВА	2019 год	уточняется проектом	ОАО «ЕЭСК»
37.	Реконструкция ПС 110 кВ Алмазная с заменой трансформаторов 2х6,3 МВА на 2х25 МВА	предотвращение перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х25 МВА	2023 год	уточняется проектом	ОАО «ЕЭСК»
38.	Реконструкция ПС 110 кВ Керамик с заменой трансформаторов 2х10 МВА на 2х16 МВА	предотвращение перегруза трансформаторного оборудования при единичных отключениях	2х16 МВА	2022 год	уточняется проектом	ОАО «ЕЭСК»
39.	Мероприятия, необходимые для исключения схемно-режимных ситуаций, приводящих к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений					
40.	Энергорайон ПС 110 кВ Хромпик					
41.	Реконструкция ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками с заменой провода на провод АС-240 или аналогичный по ДТН	исключение рисков ввода ГАО в районе ПС 220 кВ Первоуральская и ПС 110 кВ Хромпик	2х5,04 км; 2х4,49 км	2016–2017 годы	124,00	филиал ОАО «МРСК Урала» - «Свердловэнерго»
42.	Замена на Среднеуральской ГРЭС ВЧ-заградителей ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I, II цепь с отпайками номинальным током 500 А на ВЧ-заградители с номинальным током не менее 1000 А	исключение рисков ввода ГАО в районе ПС 220 кВ Первоуральская и ПС 110 кВ Хромпик	Ином $\geq$ 1000А	2016–2017 годы	1,16	филиал «Среднеуральская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»

\* - в соответствии с информацией филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Урала, направленной для разработки схема и программы развития электроэнергетики Свердловской области на 2017–2021 годы и на перспективу до 2026 года (письмо от 24.02.2016 № М4/6/359), ввод в работу ПС 220 кВ Надежда с заходами ВЛ 220 кВ планируется в 2018–2019 годах.

Приложение № 13  
к схеме и программе развития  
электроэнергетики Свердловской  
области на 2017-2021 годы и на  
перспективу до 2026 года

Результаты расчетов электрических режимов

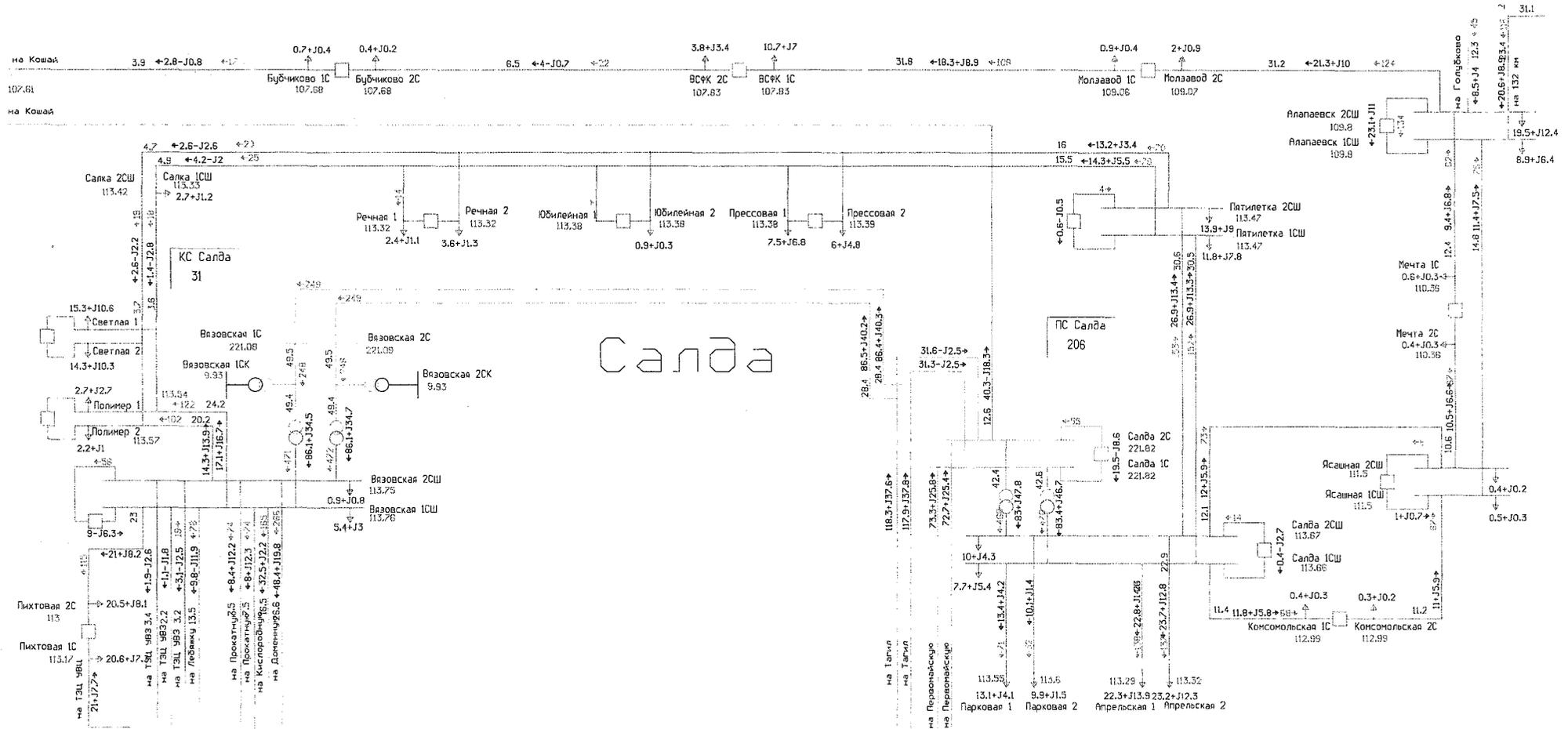


Рис. 1. Зимний максимум нагрузки 2015 года. Нормальная схема







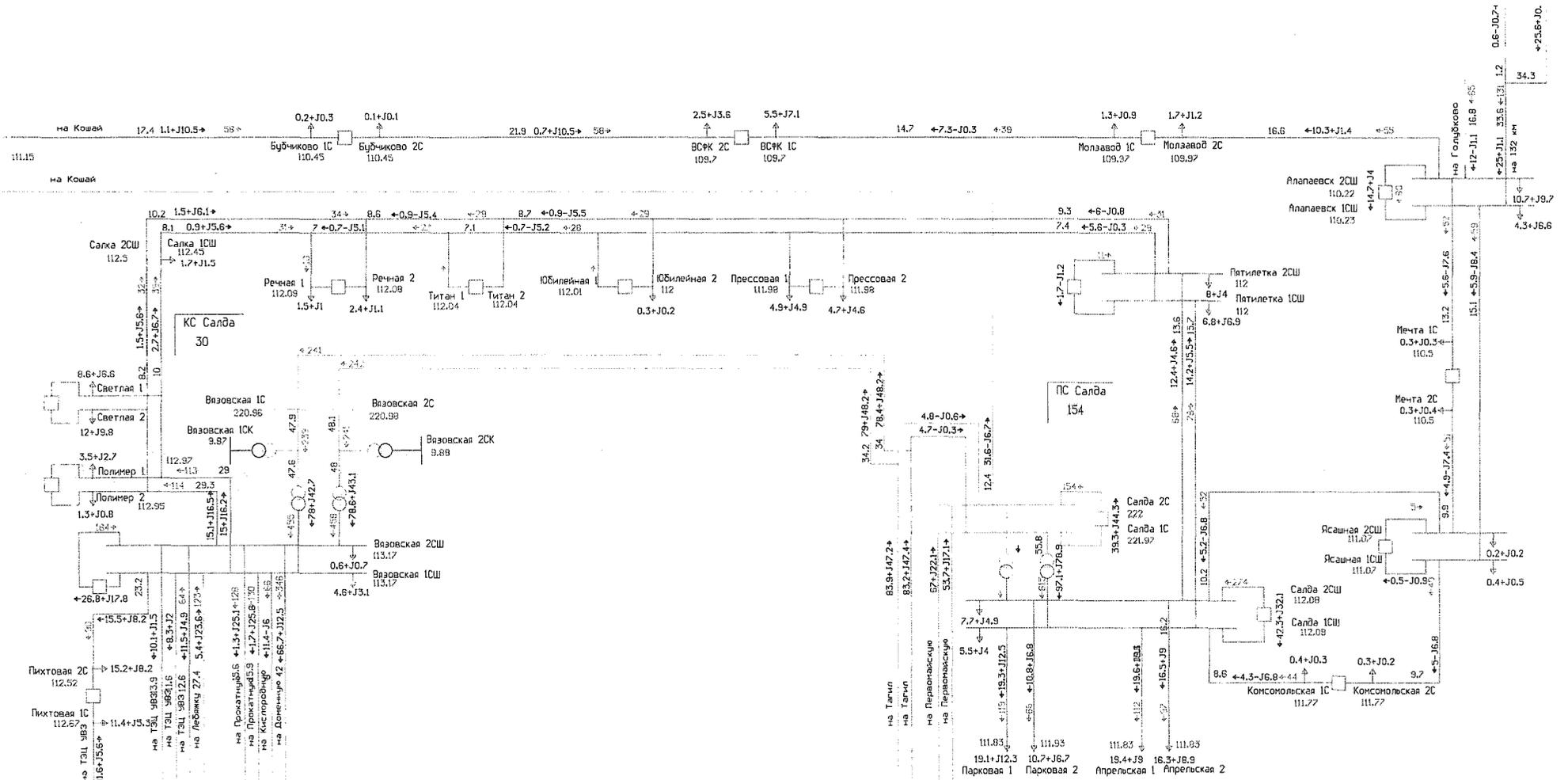


Рис. 5. Летний максимум нагрузки 2015 года. Ремонт АТ1 на ПС 220 кВ Салда (МДП в КС «Салда» составляет 116 МВт)

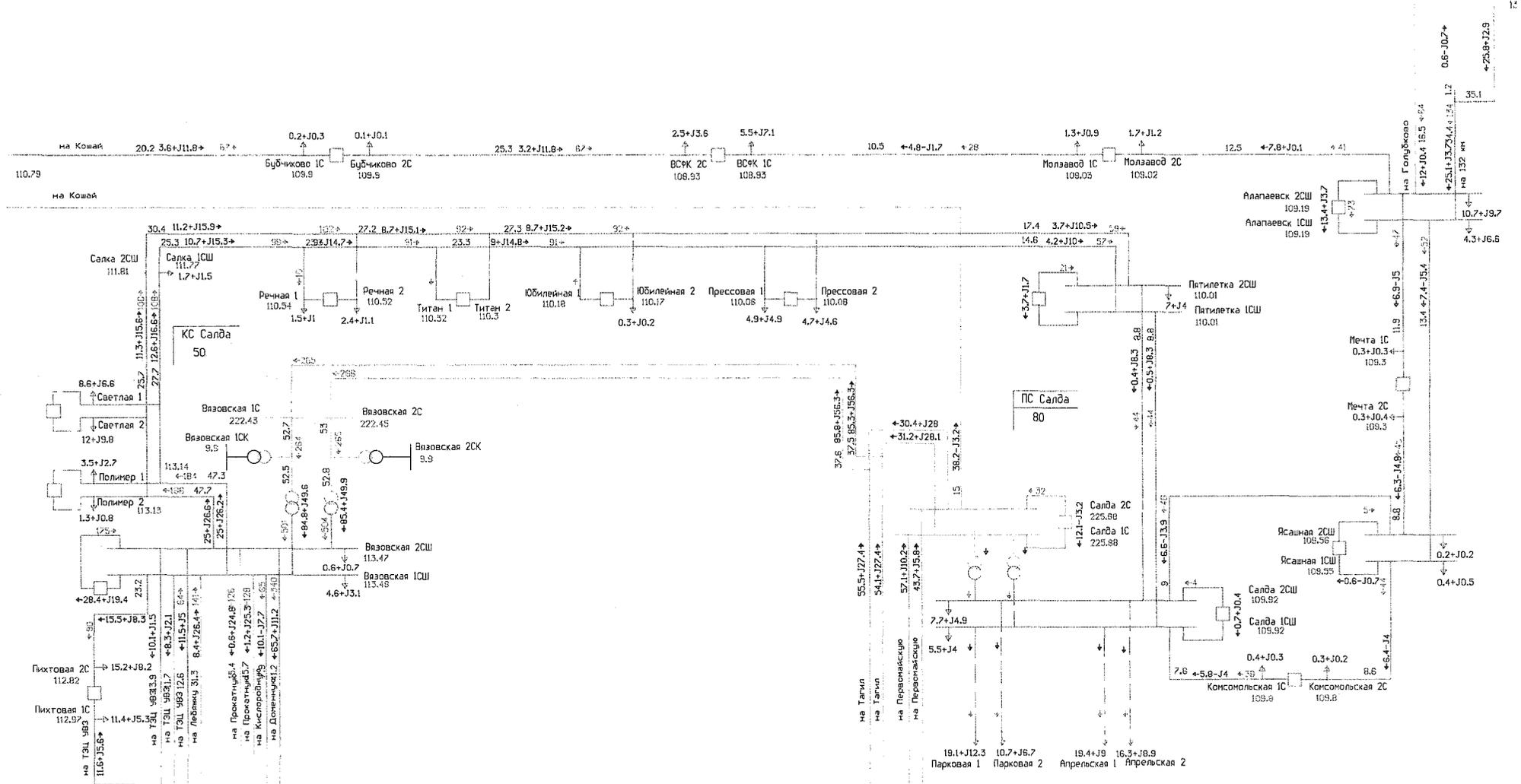


Рис. 6. Летний ремонтный режим 2015 года. Ремонт АТ1 на ПС 220 кВ Салда. Аварийное отключение АТ2 на ПС 220 кВ Салда. Работа ПА на ПС 220 кВ Салда с действием на ОН 73 МВт (МДП в КС «Салда» составляет 81 МВт)

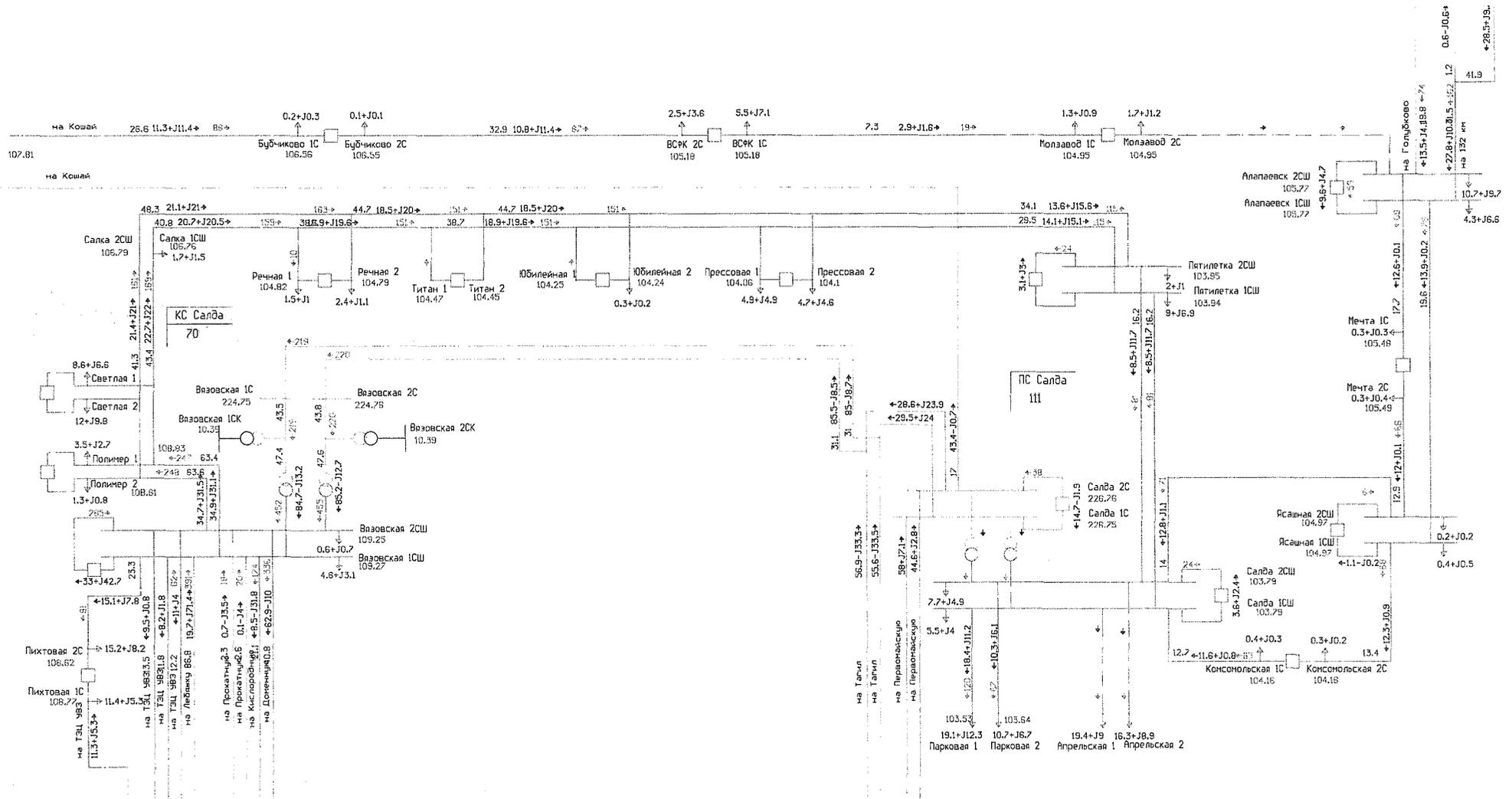


Рис. 7. Летний ремонтный режим 2015 года. Ремонт АТ1 на ПС 220 кВ Салда. Аварийное отключение АТ2 на ПС 220 кВ Салда. С учетом мероприятий схемно-режимного характера и ввода ГАО, величиной 42 МВт (МДП в КС «Салда» составляет 70 МВт)

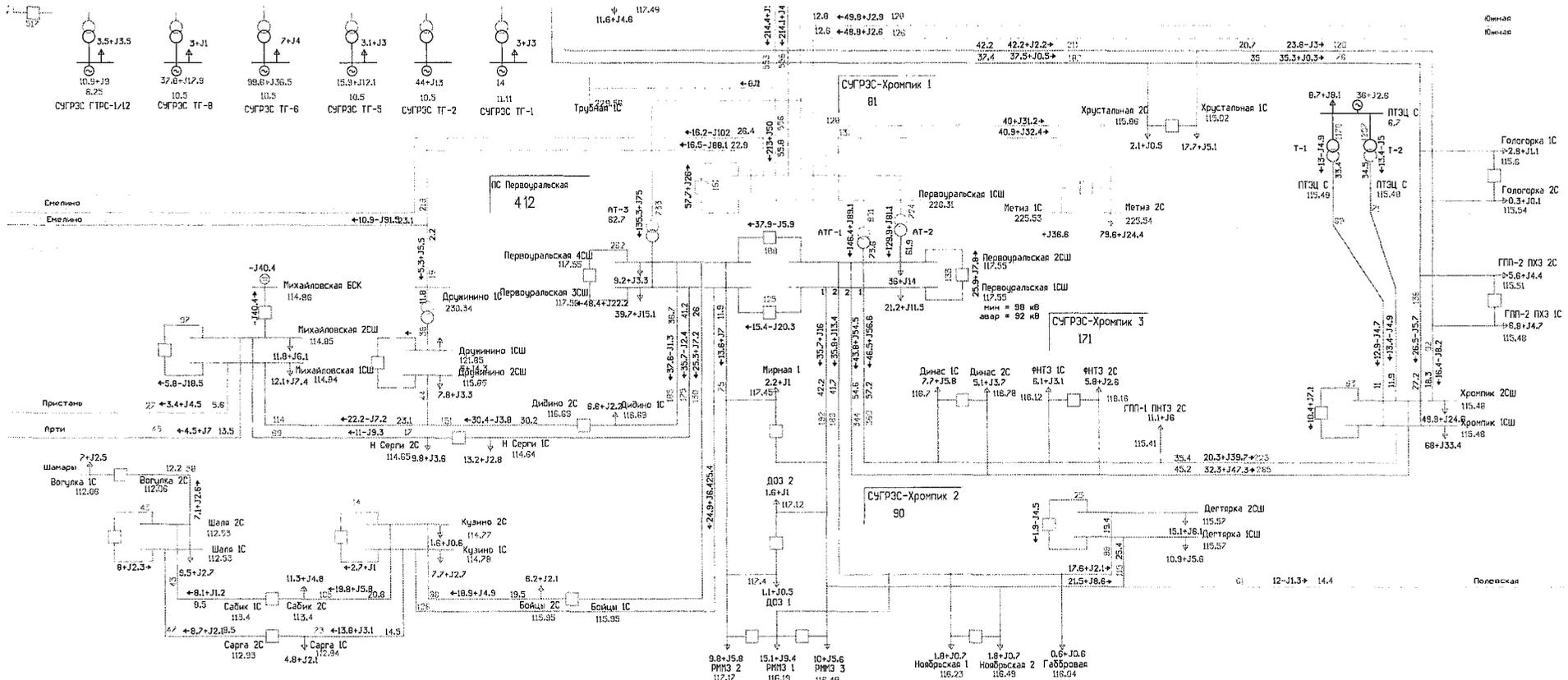


Рис. 8. Зимний максимум нагрузки 2015 года. Нормальная схема (МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 1» составляет 132 МВт, МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 2» составляет 139 МВт)



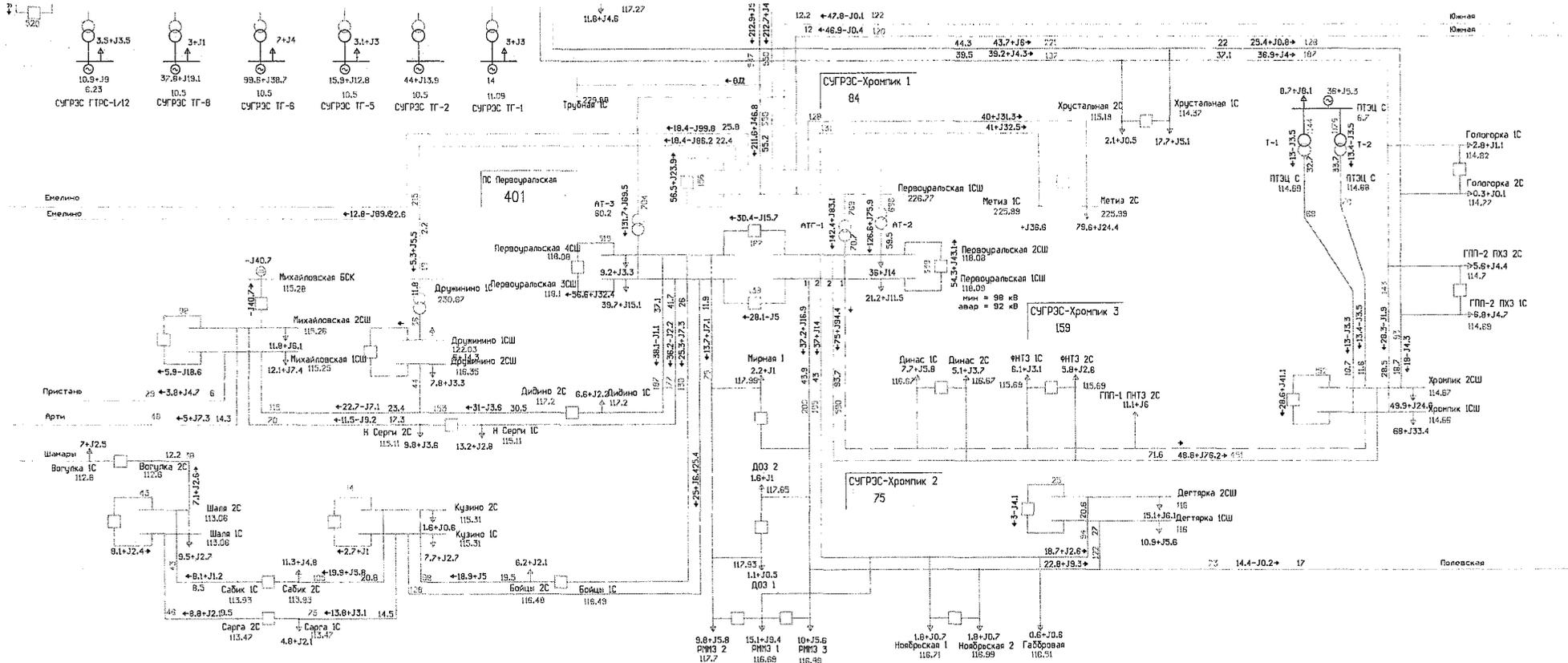


Рис. 10. Зимний максимум нагрузки 2015 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик 1(2) с отпайками (МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 1» составляет 128 МВт, МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 2» составляет 82 МВт; МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 3» составляет 162 МВт)



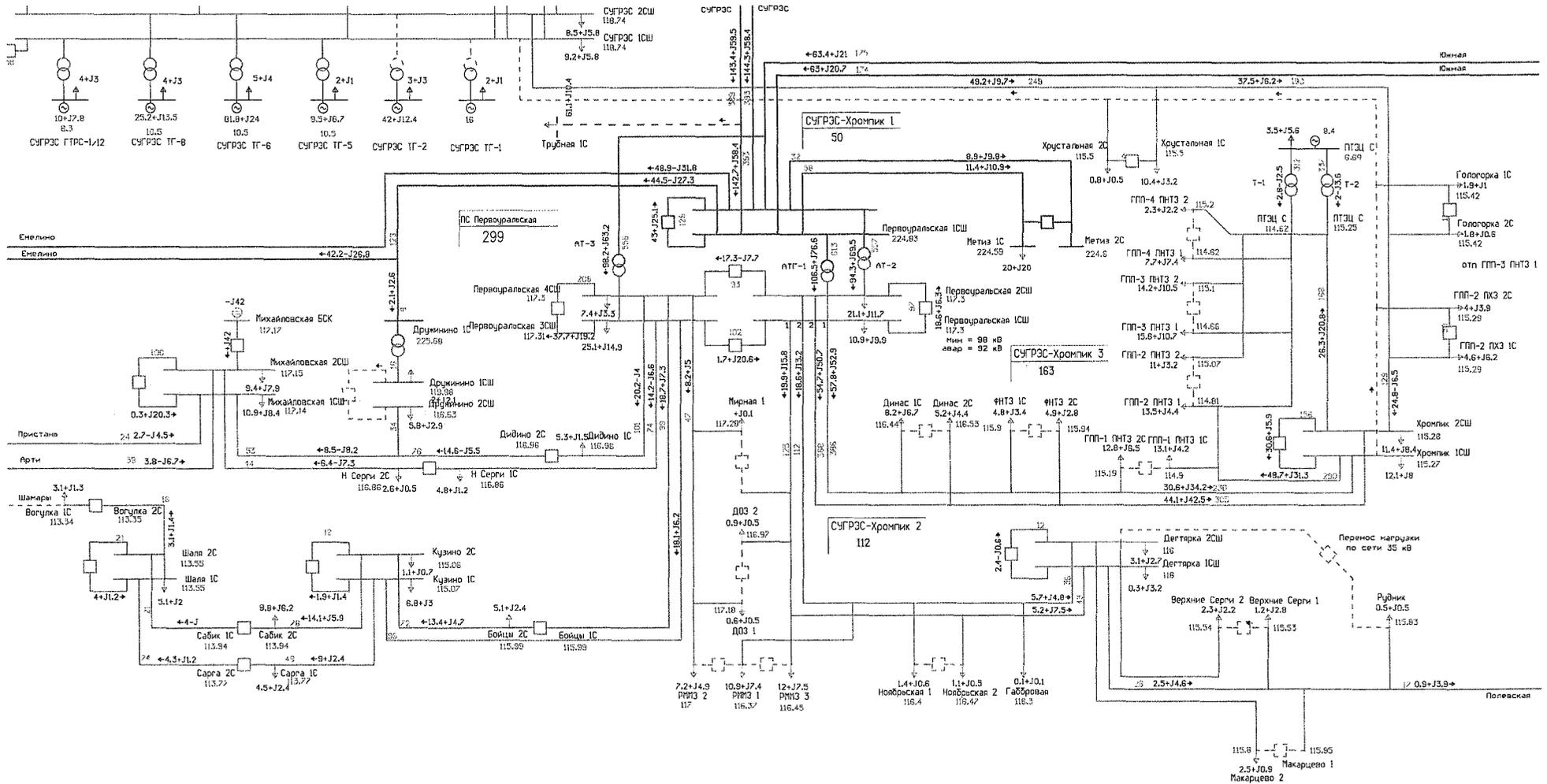


Рис. 12. Летний максимум нагрузки 2015 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I(II) цепь с отпайками (МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 1» составляет 68 МВт, МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 2» составляет 125 МВт)

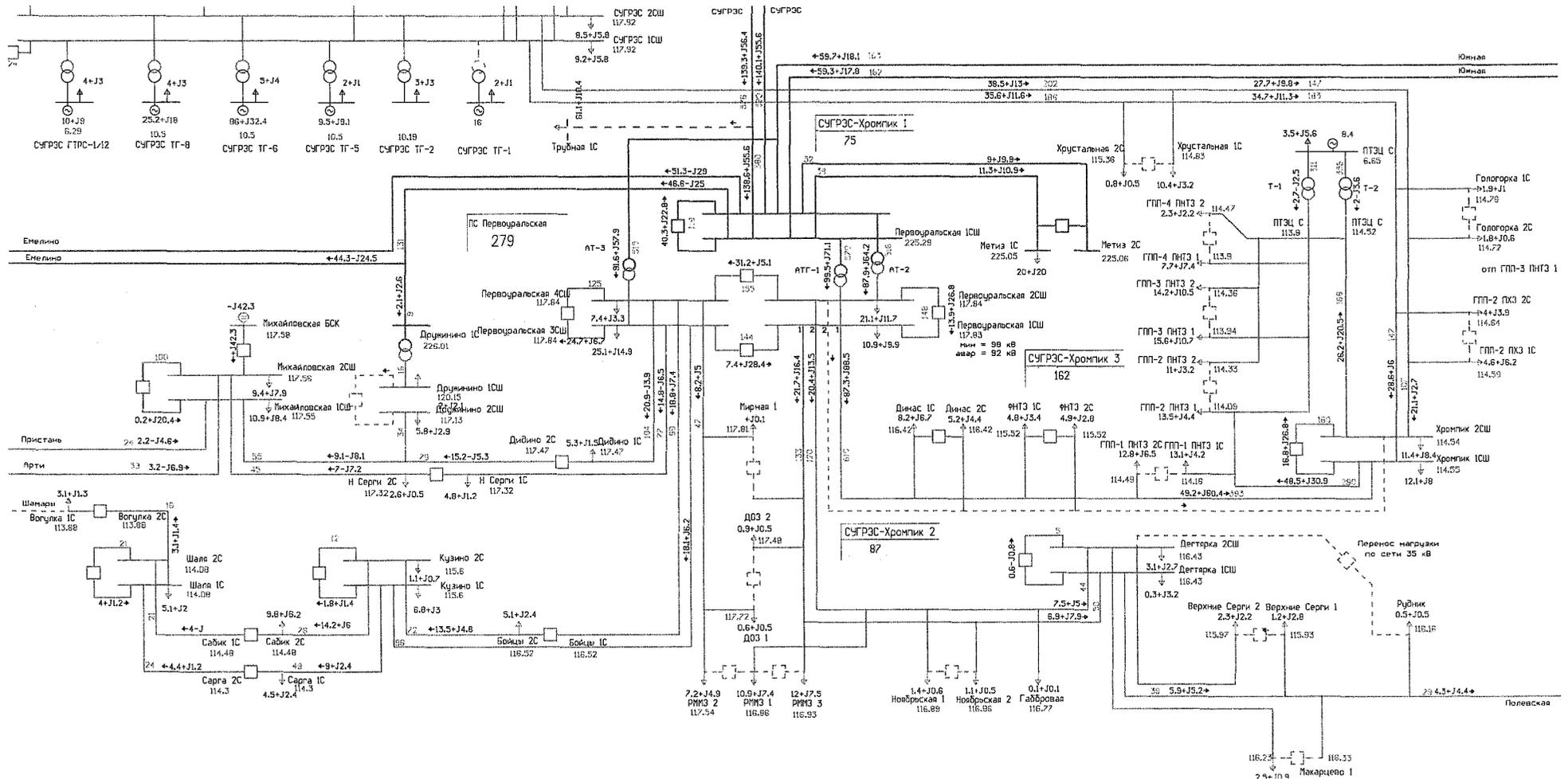


Рис. 13. Летний максимум нагрузки 2015 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик 1(2) с отпайками. Для ликвидации превышения МДП в КС требуется выполнение схемно-режимных мероприятий (МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 1» составляет 102 МВт, МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 2» составляет 82 МВт; МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 3» составляет 123 МВт)

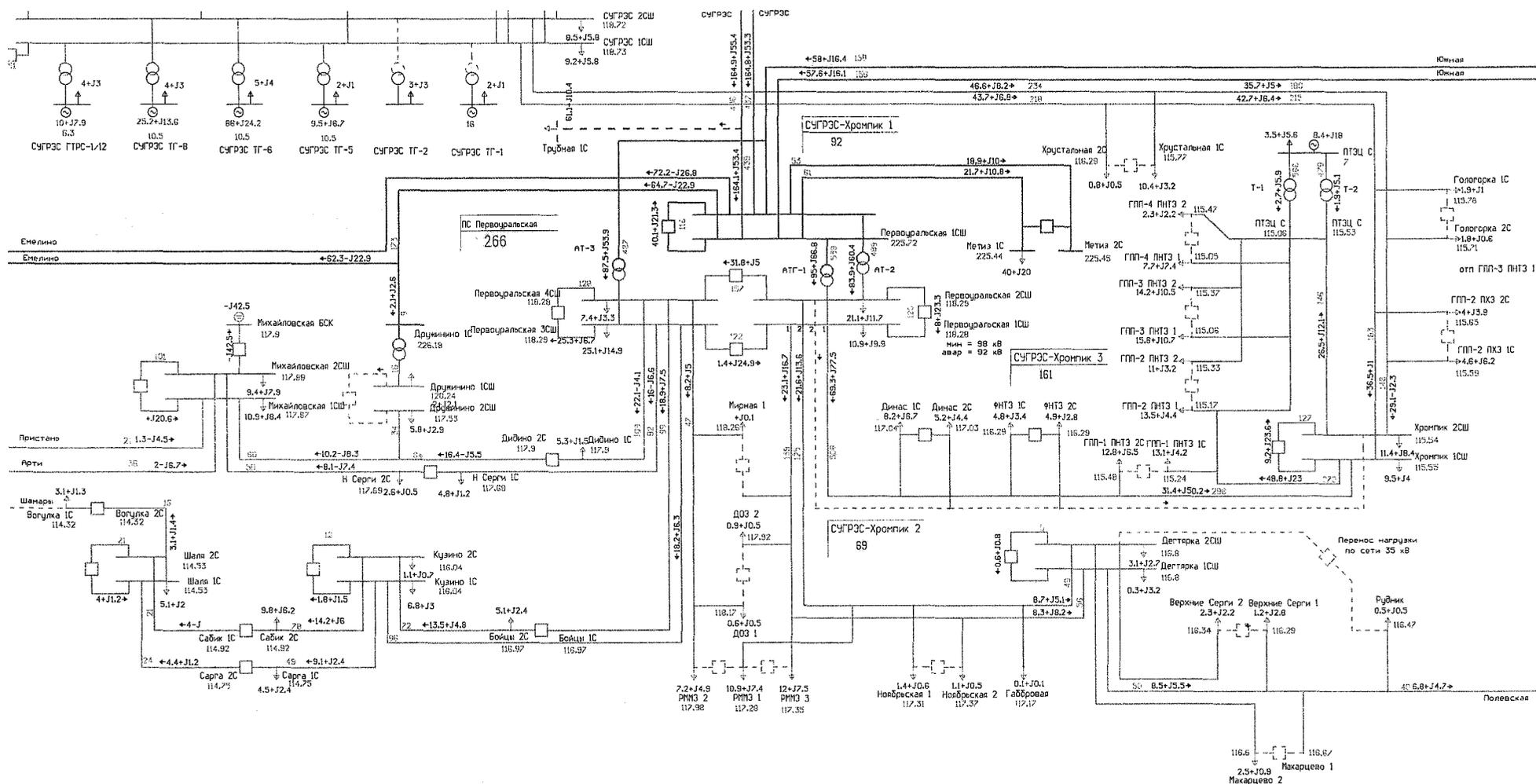


Рис. 14. Летний максимум нагрузки 2015 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик 1(2) с отпайками. После мероприятий схемно-режимного характера. Для ликвидации превышения МДП в КС требуется ввод ГАО (МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 1» составляет 103 МВт, МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 2» составляет 82 МВт; МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 3» составляет 124 МВт)

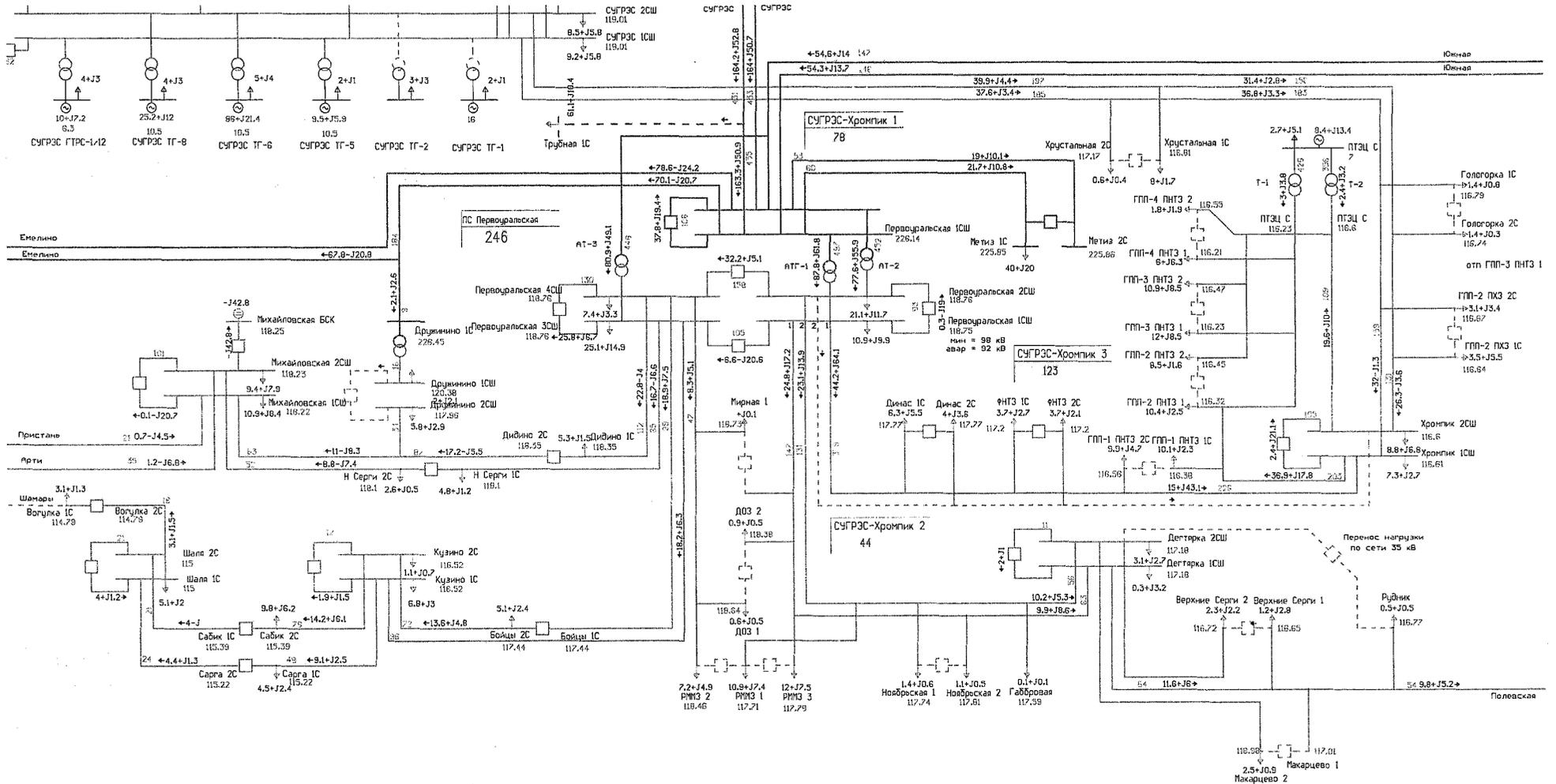


Рис. 15. Летний максимум нагрузки 2015 года. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик 1(2) с отпайками. После мероприятий схемно-режимного характера и ввода ГАО величиной 37 МВт (МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 1» составляет 102 МВт, МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 2» составляет 82 МВт; МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 3» составляет 124 МВт)

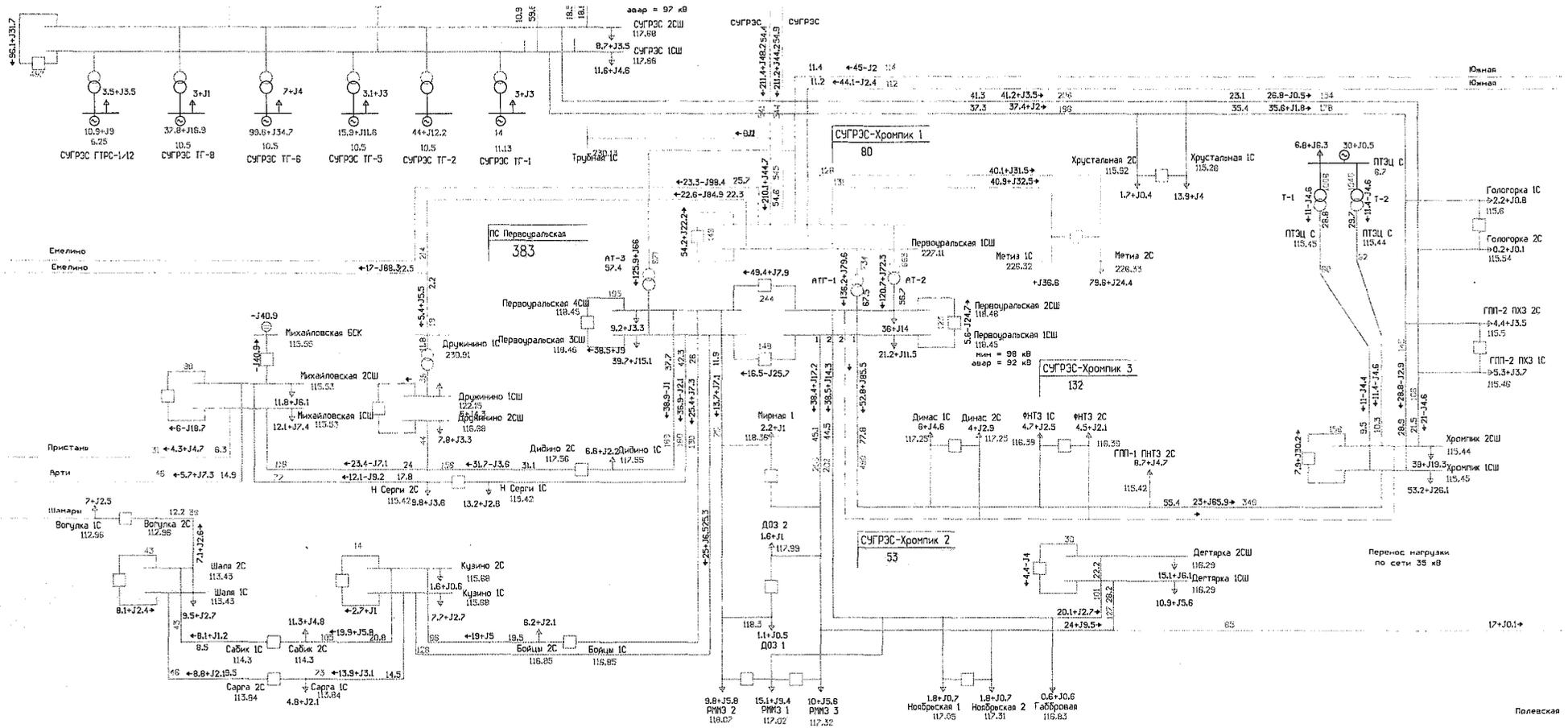


Рис. 16. Наиболее благоприятный ремонтный режим 2015 года (весна). Ремонт ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик 2(1) с отпайками (МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 1» составляет 125 МВт, МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 2» составляет 85 МВт; МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 3» составляет 152 МВт)

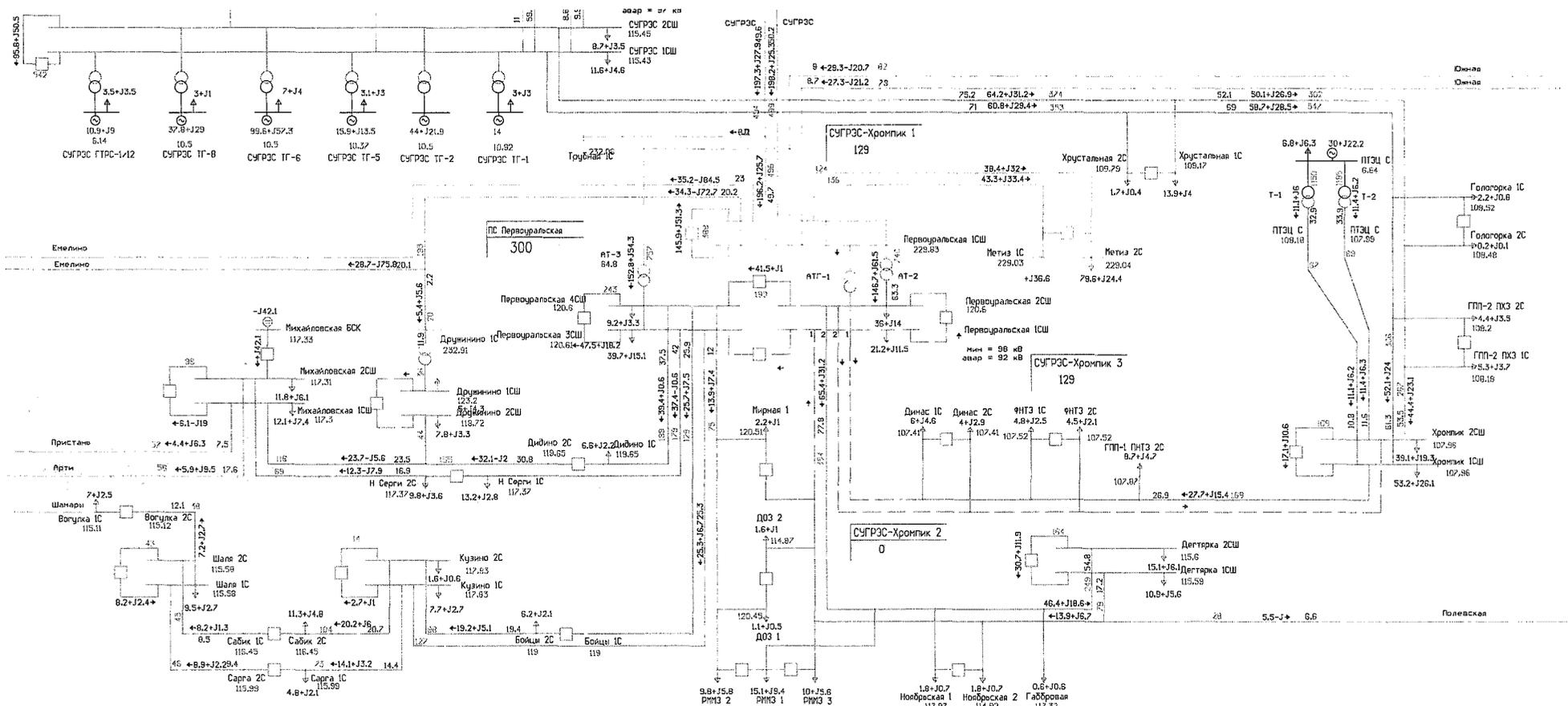


Рис. 17. Наиболее благоприятный ремонтный режим 2015 года (весна). Ремонт ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик 2(1) с отпайками. Аварийное отключение 1(2) СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская. Для ликвидации превышения МДП в КС требуется выполнение схемно-режимных мероприятий (МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 1» составляет 68 МВт)



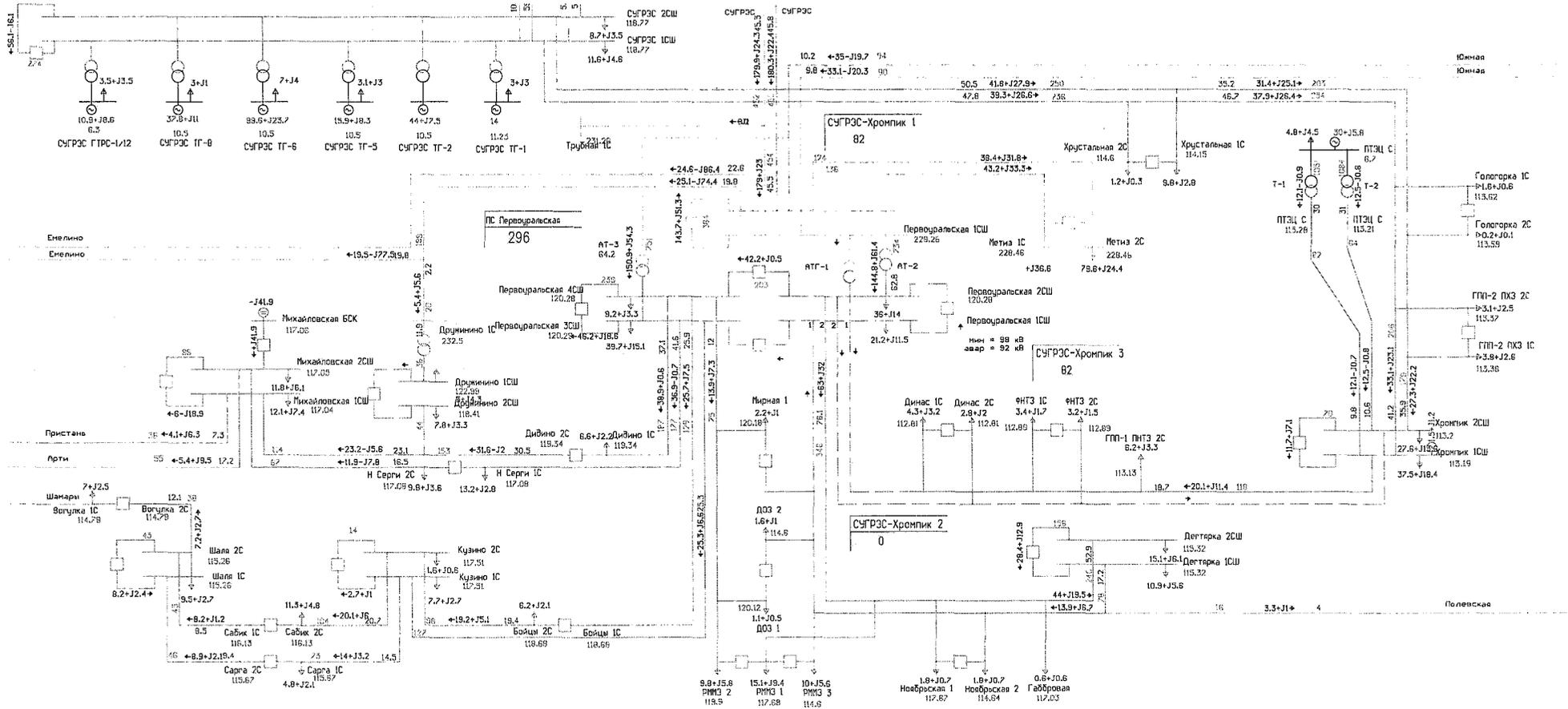


Рис. 19. Наиболее благоприятный ремонтный режим 2015 года (весна). Ремонт ВЛ 110 кВ Первоуральская – Хромпик 2(1) с отпайками. Аварийное отключение 1(2) СШ 110 кВ ПС 220 кВ Первоуральская. Для ликвидации превышения МДП в КС требуется выполнен ввод ГАО величиной 46 МВт (МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 1» составляет 82 МВт)

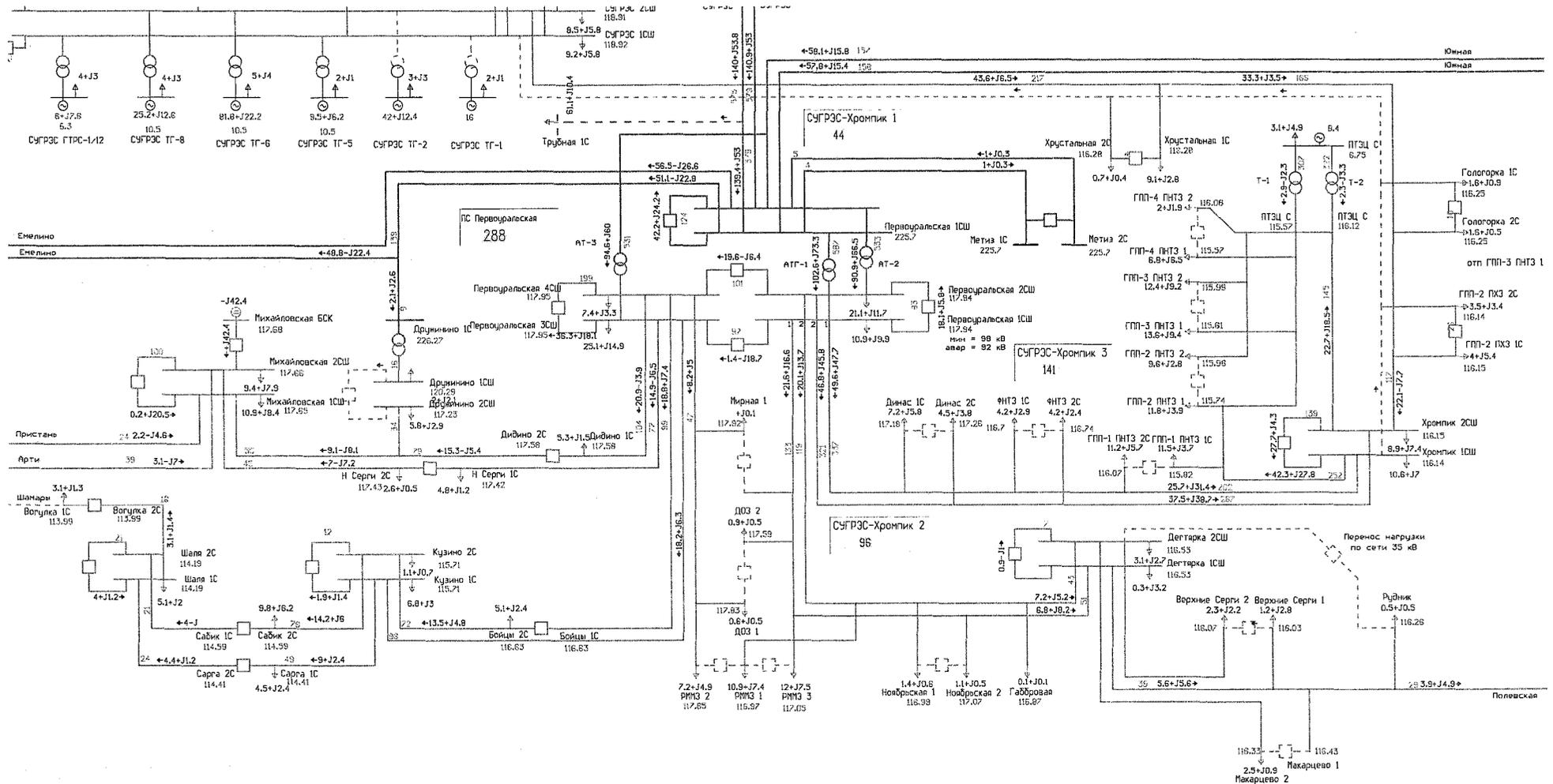


Рис. 20. Наиболее благоприятный ремонтный режим 2015 года (весна). Ремонт ВЛ 110 кВ Среднеуральская ГРЭС – Хромпик I(II) цепь (МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 1» составляет 73 МВт, МДП в КС «Первоуральская – Хромпик – СУГРЭС № 2» составляет 120 МВт)







**Список используемых сокращений**

- А – ампер;  
АВР – автоматическое включение резерва;  
АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка;  
АЛАР – автоматика для ликвидации асинхронного режима;  
АО – акционерное общество;  
АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования;  
АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;  
АРЛ – автоматика разгрузки линии;  
АРС – автоматика разгрузки станции;  
АТ – автотрансформатор;  
АТГ – автотрансформаторная группа;  
АЭС – атомная электрическая станция;  
БАЗ – филиал акционерного общества «Сибирско-Уральская Алюминиевая компания» – «Богословский алюминиевый завод Сибирско-Уральской Алюминиевой компании»;  
БАЭС – Белоярская атомная электростанция;  
БКТП – блочная комплектная трансформаторная подстанция;  
БМК – блочная модульная котельная;  
БН – (реактор) на быстрых нейтронах;  
БСК – батарея статических конденсаторов;  
БТС – Березовские тепловые сети;  
ВИЗ – открытое акционерное общество «Верх-Исетский металлургический завод»;  
ВИЭ – возобновляемые источники энергии;  
ВЛ – воздушная линия;  
ВНИПИ – Всероссийский научно-исследовательский и проектный институт;  
ВТГРЭС – Верхнетагильская государственная районная электрическая станция;  
ВЧ – высокочастотный;  
г. – город;  
г.у.т. – грамм условного топлива;  
ГАО – график аварийного ограничения;  
ГК – генерирующая компания;  
Гкал – гигакалория;  
ГВС – горячее водоснабжение;  
ГВО – график временного отключения;  
ГО – городской округ;  
ГОК – горно-обогатительный комбинат;  
ГОСТ – государственный стандарт;  
ГПА–ТЭЦ – газопоршневая миниТЭЦ;  
ГПП – главная понизительная подстанция;  
ГРП – газорегуляторный пункт;  
ГРЭС – государственная районная электрическая станция;  
ГТ ТЭЦ – газотурбинная теплоэлектроцентраль;

ГТУ – газотурбинная установка;  
ГТЭС – газотурбинная электростанция;  
ГУП СО – государственное унитарное предприятие Свердловской области;  
ГЭС – гидроэлектростанция;  
д. – деревня;  
дБА – децибел акустический;  
ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка;  
ДРСУ – дорожное ремонтно-строительное управление;  
ДТН – допустимая токовая нагрузка;  
ДПМ – договор о предоставлении мощности;  
ЕМУП – Екатеринбургское муниципальное унитарное предприятие;  
ЕНЭС – единая национальная (общероссийская) электрическая сеть;  
ЕТО – единая теплоснабжающая организация;  
ЕЭС – единая энергетическая система;  
ЕЭСК – Екатеринбургская электросетевая компания;  
ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство;  
ЖР – жилой район;  
ЗАО – закрытое акционерное общество;  
ИП – инвестиционная программа;  
ИТП – индивидуальный тепловой пункт;  
кв. – квартал;  
кВ – киловольт;  
кВт – киловатт;  
кВтч – киловатт-час;  
кг.у.т. – килограмм условного топлива;  
КГОК – открытое акционерное общество «ЕВРАЗ Качканарский горно-обогатительный комбинат»;  
КГУ – когенерационная установка;  
КЗ – короткое замыкание;  
КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;  
КИТ – коэффициент использования топлива;  
КЛ – кабельная линия;  
км – километр;  
конс. – консервация;  
КПД – коэффициент полезного действия;  
КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;  
КС – контролируемое сечение;  
КСК – Каменская сетевая компания;  
КУМЗ – открытое акционерное общество «Каменск-Уральский металлургический завод»;  
КЭС – конденсационная электрическая станция;  
ЛЭП – линия электропередач;  
МВА – мегавольтампер;  
МВар – мегавольтампер реактивный;

**МВт** – мегаватт;  
**МДП** – максимально допустимый переток;  
**МДОУ** – муниципальное дошкольное образовательное учреждение;  
**МК** – межотраслевой концерн;  
**млн. куб. м** – миллион кубических метров;  
**МО** – муниципальное образование (муниципальные образования);  
**МРСК** – межрегиональная распределительная сетевая компания;  
**МУ** – муниципальное учреждение;  
**МУОП** – муниципальное унитарное объединенное предприятие;  
**МУП** – муниципальное унитарное предприятие;  
**МЭС** – магистральные электрические сети;  
**МЭ РФ** – Министерство энергетики Российской Федерации;  
**н.д.** – нет данных;  
**НДС** – налог на добавленную стоимость;  
**НПК** – научно-производственная корпорация;  
**НПП** – научно-производственное предприятие;  
**НСТЭЦ** – Ново-Свердловская теплоэлектроцентраль;  
**НТГРЭС** – Нижнетуринская государственная районная электрическая станция;  
**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;  
**ОРЭ** – оптовый рынок электроэнергии;  
**ОЭЗ ППТ** – особая экономическая зона промышленно-производственного типа;  
**ОЭС** – объединенная энергетическая система;  
**ПА** – противоаварийная автоматика;  
**ПАО** – публичное акционерное общество;  
**ПАР** – послеаварийный режим;  
**ПАСх** – послеаварийная схема;  
**п.г.т.** – поселок городского типа;  
**ПГУ** – парогазовая установка;  
**ПИР** – проектно-изыскательские работы;  
**пос.** – поселок;  
**ППУ изоляция** – пенополиуретановая изоляция;  
**ПР** – планировочный район;  
**ПС** – подстанция;  
**ПСУ** – паросиловая установка;  
**ПТЭ** – правила технической эксплуатации;  
**р.** – река;  
**РАО** – российское акционерное общество;  
**РДУ** – региональное диспетчерское управление;  
**РефтГРЭС** – Рефтинская государственная районная электрическая станция;

РЖД – Российские железные дороги;  
РЗА – релейная защита и автоматика;  
РП – распределительный пункт;  
РТИ – резиновые технические изделия;  
РУ – распределительное устройство;  
РЭС – районные электрические сети;  
СанПиН – санитарные правила и нормы;  
СБУ – Серово-Богословский узел;  
СВ – секционный выключатель;  
СВМ – схема выдачи мощности;  
СвТЭЦ – Свердловская теплоэлектроцентраль;  
с. – село;  
СЗЗ – санитарно-защитная зона;  
СО – Свердловская область;  
СО ЕЭС – системный оператор Единой энергетической системы;  
СПГ – сжиженный природный газ;  
СПМЭС – Свердловское предприятие магистральных электрических сетей;  
СПП – станции промышленных предприятий;  
СРС – схемно-режимные ситуации;  
ст. – станция;  
СТЗ – Синарский трубный завод;  
СЦТ – система централизованного теплоснабжения;  
СТК – Свердловская теплоснабжающая компания;  
СТЭЦ – Свердловская ТЭЦ;  
СУАЛ – Сибирско-Уральская Алюминиевая компания;  
СУГРЭС – Среднеуральская государственная районная электрическая станция;  
СУМЗ – открытое акционерно общество «Среднеуральский медеплавильный завод»;  
СШ – система шин;  
т.у.т. – тонна условного топлива;  
ТГ – турбогенератор;  
ТМЗ – турбомоторный завод;  
ТП – трансформаторная подстанция;  
ТТ – трансформатор тока;  
ТУ – технические условия;  
ТФУ – теплофикационная установка;  
ТЭБ – топливно-энергетический баланс;  
ТЭР – топливные энергетические ресурсы;  
ТЭС – тепловая электрическая станция;  
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;  
у.е. – условная единица;  
УАЗ – филиал акционерного общества «Сибирско-Уральская Алюминиевая компания» – «Уральский алюминиевый завод Сибирско-Уральской Алюминиевой компании»;

УВ – управляющее воздействие;  
УВЗ – акционерное общество «Научно-производственная корпорация «Уралвагонзавод» имени Ф.Э. Дзержинского»;  
УГМК – Уральская горно-металлургическая компания;  
УЖКХ – управление жилищного и коммунального хозяйства;  
УК – управляющая компания;  
УМП – унитарное муниципальное предприятие;  
УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд;  
УРО РАН – Уральское отделение Российской академии наук;  
УрФО – Уральский федеральный округ;  
УрФУ – Уральский федеральный университет;  
УЭХК – Уральский электрохимический комбинат;  
ФГУП – федеральное государственное предприятие;  
ФСК – федеральная сетевая компания;  
ЧМ-2018 – чемпионат мира по футболу в 2018 году;  
ЦГБ – центральная городская больница;  
ЦТП – центральный тепловой пункт;  
ЦЭС – центральная электрическая станция;  
ЭПК – экспериментально-производственный комбинат;  
ШР – шунтирующий реактор.