



ГУБЕРНАТОР ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

РАСПОРЯЖЕНИЕ

27 апреля 2018 г.

№ 39-р

г. Тюмень

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Тюменской области на 2019–2023 годы

В целях реализации постановления Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»:

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Тюменской области на 2019–2023 годы согласно приложению к настоящему распоряжению.

2. Установить, что в ходе реализации схемы и программы развития электроэнергетики Тюменской области на 2019–2023 годы отдельные ее мероприятия могут быть откорректированы с учетом текущих балансов производства и потребления электрической энергии.

3. Департаменту жилищно-коммунального хозяйства Тюменской области в течение 10 рабочих дней со дня утверждения разместить схему и программу развития электроэнергетики Тюменской области на 2019–2023 годы на Официальном портале органов государственной власти Тюменской области.

4. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Тюменской области от 28.04.2017 № 24-р «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Тюменской области на 2018–2022 годы».

5. Контроль за исполнением настоящего распоряжения возложить на заместителя Губернатора Тюменской области, координирующего и контролирующего деятельность Департамента жилищно-коммунального хозяйства Тюменской области.



В.В. Якушев

Приложение
к распоряжению Губернатора
Тюменской области
от 27 апреля 2018 г. № 39-р



**СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ
НА 2019–2023 ГОДЫ**

Тюмень 2018 г.

Оглавление

<u>1 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩЕГО И ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА 110 КВ И ВЫШЕ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ</u>	6
1.1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	6
1.2 ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	8
1.3 ДИНАМИКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД	13
1.4 СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ОСНОВНЫМ ГРУППАМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЗА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД	14
1.5 ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С УКАЗАНИЕМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ	15
1.6 ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ МАКСИМУМА НАГРУЗКИ ЗА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД	16
1.7 СТРУКТУРА УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	16
1.8 СТРУКТУРА ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ПО ТИПАМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ВИДАМ СОБСТВЕННОСТИ	21
1.9 ОЦЕНКА ПЛАНОВЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЯ НАДЕЖНОСТИ ОКАЗЫВАЕМЫХ УСЛУГ В ОТНОШЕНИИ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	21
1.10 ХАРАКТЕРИСТИКА БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ ЗА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД	22
1.11 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 110 КВ И ВЫШЕ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ (ЛЭП, ПОДСТАНЦИИ, СВОДНЫЕ ДАННЫЕ).....	23
1.12 ОСНОВНЫЕ ВНЕШНИЕ СВЯЗИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	25
1.13 АНАЛИЗ ОТЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ ЗИМНИХ И ЛЕТНИХ НАГРУЗОК СЕТИ 110 КВ И ВЫШЕ	27
1.14 АНАЛИЗ ОТЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ ЗИМНИХ И ЛЕТНИХ НАГРУЗОК СЕТИ 110 КВ И ВЫШЕ ПРИ НОРМАТИВНЫХ ВОЗМУЩЕНИЯХ В НОРМАЛЬНОЙ СХЕМЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	27
1.15 АНАЛИЗ ОТЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ ЗИМНИХ И ЛЕТНИХ НАГРУЗОК СЕТИ 110 КВ И ВЫШЕ ПРИ НОРМАТИВНЫХ ВОЗМУЩЕНИЯХ В РЕМОНТНОЙ СХЕМЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	28
<u>2 ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩЕГО И ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2019 – 2023 ГОДЫ 110 КВ И ВЫШЕ</u>	29
2.1 ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	29
2.2 ПРОГНОЗ ДИНАМИКИ ОТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	30
2.2.1 ПРОГНОЗ ДИНАМИКИ ОТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ.....	30

2.2.2	ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	30
2.3	ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ.....	36
2.4	ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И МАКСИМУМА НАГРУЗКИ ПО ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД	38
2.5	ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ К СТРОИТЕЛЬСТВУ И ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	41
2.6	АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СЕТИ 110 кВ И ВЫШЕ НА ПЕРИОД 2018 – 2023 ГОДОВ	42
2.7	РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СЕТИ 110 кВ И ВЫШЕ ПРИ НОРМАТИВНЫХ ВОЗМУЩЕНИЯХ В НОРМАЛЬНОЙ СХЕМЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	43
2.8	РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СЕТИ 110 кВ И ВЫШЕ ПРИ НОРМАТИВНЫХ ВОЗМУЩЕНИЯХ В РЕМОНТНОЙ СХЕМЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	43
2.9	РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ЗАГРУЗКИ ЦЕНТРОВ ПИТАНИЯ 110 кВ	43
2.10	ПЕРЕЧЕНЬ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ, РЕКОМЕНДУЕМЫХ К ВВОДУ ПО АНАЛИЗУ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	63
2.10.1	ТОБОЛЬСКИЙ ЭНЕРГОРАЙОН	63
2.10.2	ТЮМЕНСКИЙ ЭНЕРГОРАЙОН	64
2.10.3	ЮЖНЫЙ ЭНЕРГОРАЙОН.....	65
2.11	ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ К СТРОИТЕЛЬСТВУ (РЕКОНСТРУКЦИИ) ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ 110 кВ И ВЫШЕ	68
2.12	СВОДНЫЕ ДАННЫЕ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ И ВЫШЕ	71
2.13	СВОДНЫЕ ДАННЫЕ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, КЛАСС НАПРЯЖЕНИЯ КОТОРОЙ НИЖЕ 110 кВ.....	72
3.	СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЛАНИРУЕМЫЕ К СТРОИТЕЛЬСТВУ И ВЫВОДУ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИЕ ОБЪЕКТЫ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИЕ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ	72
4.	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ «ЦИФРОВОГО» ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ.....	72
	СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2019 – 2023 ГОДЫ.....	75

Перечень сокращений

- А – ампер;
- АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного хода;
- АОПО – автоматика ограничения токовой перегрузки оборудования;
- АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты;
- АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;
- АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
- АТ – автотрансформатор;
- АТГ – автотрансформаторная группа;
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
- АЧР – автоматика частотной разгрузки;
- В – выключатель;
- ВЛ – воздушная линия электропередачи;
- ВИЭ – возобновляемые источники электроэнергии;
- ВРП – валовой региональный продукт;
- г. – город;
- ГАО – графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);
- Гкал – гигакалория;
- ГПГУ – газопоршневая генерирующая установка;
- ГПЗ – газоперерабатывающий завод;
- ГРЭС – государственная районная электростанция;
- ГТУ – газотурбинная установка;
- ГТЭС – газотурбинная электростанция;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ДЭС – дизельная электростанция;
- ЕЭС – Единая энергетическая система;
- ж/к – жилой комплекс;
- ЗАО – закрытое акционерное общество;
- кВ – киловольт;
- кВт·ч – киловатт в час;
- КИП – контрольно-измерительные приборы;
- КЛ – кабельная линия;
- км – километр;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- ЛПУ МГ – линейное производственное управление магистрального газопровода;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- МВА – мегавольтампер;
- Мвар – мегавар;
- МВт – мегаватт;
- мкр – микрорайон;
- млн – миллион;
- МО – муниципальное образования;

МП – муниципальное предприятие;
МУП – муниципальное унитарное предприятие;
МШВ – междушинный выключатель;
МЭС – магистральные электрические сети;
м/р – месторождение;
ОАО – открытое акционерное общество;
ОДУ – объединенное диспетчерское управление;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
отп. – отпайка линии электропередачи;
п. – поселок;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПАР – послеаварийный режим;
пгт – поселок городского типа;
ПГУ – парогазовая установка (электростанция);
ПГЭ – парогазовая электростанция;
ПНС – подкачивающая насосная станция;
ПП – переключательный пункт;
ППУ – пенополиуретан;
ПС – подстанция;
ПСУ – паросиловая установка;
ПТЭ – Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 229 от 12.06.2003;
ПЭС – передвижная электростанция;
Р – реактор;
р.п. – рабочий поселок;
РДУ – региональное диспетчерское управление;
РП – распределительный пункт;
РУ – распределительное устройство;
с. – село;
СВ – секционный выключатель;
сек. – секция;
СиПРЭ – схема и программа развития электроэнергетики;
СКРМ – средство компенсации реактивной мощности;
СП – соединительный пункт;
СШ – система шин;
Т – трансформатор;
ТГ – турбогенератор;
ТП – трансформаторная подстанция;
ТПиР – техническое перевооружение и реконструкция;
ТПП – территориальное производственное предприятие;
т у.т. – тонны условного топлива;
ТЭР – топливно-энергетические ресурсы;
ТЭС – теплоэлектростанция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
УРС – устройство регулирования и стабилизации;

УШР – управляемый шунтирующий реактор;
ЧДА – частотно-делительная автоматика;
ЦТП – центральный тепловой пункт;
ЦСПА – централизованная система противоаварийной автоматики;
чел. – человек;
шт. – штук;
ЭС – энергосистема;
ЭЭ – электроэнергия;
ЭЭС – электроэнергетическая система;
 $I_{ддтн}$ – длительно допустимое значение токовой нагрузки;
 $I_{адтн}$ – аварийно допустимое значение токовой нагрузки;
 $I_{расч}$ – значение расчетной токовой нагрузки;
 $I_{ном}$ – номинальный ток;
 $U_{ном}$ – номинальное напряжение;
 $S_{ном}$ – номинальная мощность.

1 Существующее состояние электрогенерирующего и электросетевого комплекса 110 кВ и выше Тюменской области

1.1 Общая характеристика Тюменской области

Тюменская область как субъект Российской Федерации входит в состав Уральского федерального округа (УФО) и располагается на севере Западной Сибири, как это показано на рисунке 1. На территории Тюменской области расположены Ханты-Мансийский автономный округ–Югра (далее – ХМАО–Югра) и Ямало-Ненецкий автономный округ (далее – ЯНАО), которые получили статус равноправных субъектов Российской Федерации в 1993 году, но территориально входят в состав Тюменской области. В настоящей схеме и программе развития электроэнергетики исследуется территория Тюменской области без вышеупомянутых автономных округов.

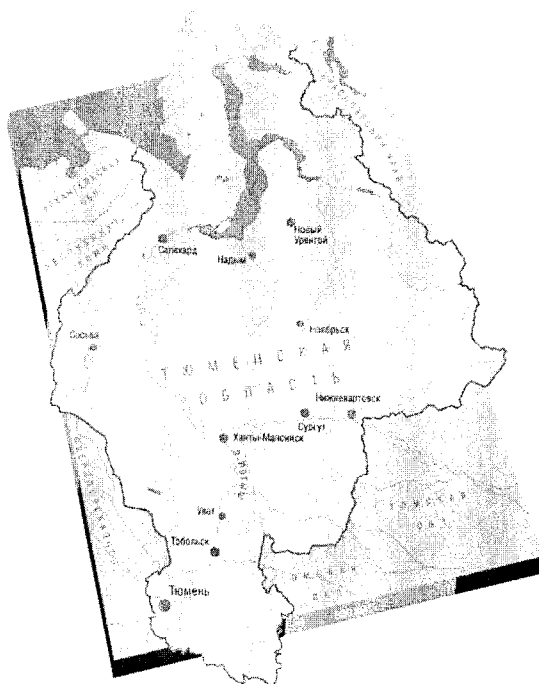


Рисунок 1 – Географическое положение Тюменской области

Территориально Тюменская область (без автономных округов) граничит со следующими субъектами РФ: на севере с ХМАО–Югрой, на северо-западе и западе со Свердловской областью, на юго-западе с Курганской областью, на юге с Северо-Казахстанской областью Казахстана, на востоке с Омской областью.

Площадь территории Тюменской области (без автономных округов) составляет 160,1 тыс. км². На начало 2017 года по данному показателю регион занимает 4 место по УФО и 24 место по Российской Федерации. Численность населения области (без автономных округов), по оценке Росстата, на 01.01.2018 составляет 1 498,8 тыс. человек. В последние годы для Тюменской области характерно улучшение демографической ситуации.

Климат региона континентальный. Средняя температура воздуха в г. Тюмень в январе составляет минус 18 – 20°C, в июле – плюс 19 – 20°C.

Самым продолжительным климатическим периодом является зимний, который составляет в среднем от 161 дня на юге до 179 дней – на севере. Снежный покров устанавливается в период со второй декады октября до второй декады ноября. Его высота в среднем по области может составлять до 60 см. Весенний период обычно начинается с первой декады апреля и продолжается до 13 – 26 мая (35 – 45 дней), снежный покров сходит в течение всего апреля в зависимости от района. Летний период является вторым по продолжительности после зимнего, составляет 110 – 128 дней и заканчивается, как правило, во второй декаде сентября. Средняя температура летнего периода лежит в диапазоне плюс 15 – 17°C.

К наиболее крупным городам Тюменской области с численностью населения более 50 тыс. человек относятся г. Тюмень (768,4 тыс. чел.), г. Тобольск (102,5 тыс. чел.), г. Ишим (65,1 тыс. чел.), по данным на 01.01.2018.

Выгодное географическое положение, благоприятные природно-климатические условия, наличие запасов полезных ископаемых, земельных, лесных, водных ресурсов, развитость инженерной, телекоммуникационной и транспортной инфраструктуры создают хорошую базу для долгосрочного инвестирования и успешного ведения бизнеса.

Современное социально-экономическое положение Тюменской области характеризуется заметными тенденциями роста производства ведущих отраслей экономики и положительными сдвигами в социальной сфере. В последние годы темпы роста экономики Тюменской области превышали среднероссийские показатели. За последние десять лет (2016 год к уровню 2006 года) ВРП области в сопоставимых ценах увеличился в 1,27 раза (в среднем по России ВРП за аналогичный период – в 1,24 раза). Динамичное развитие свидетельствует об относительно высокой конкурентоспособности экономики Тюменской области.

Наибольшее значение в развитии экономики Тюменской области занимает промышленный комплекс. В структуре промышленности доминирующее положение занимают организации обрабатывающих производств, их доля в объеме отгруженной продукции в 2017 году составила 74,8%, организаций добычи полезных ископаемых – 18,7%, организаций производства и распределения электроэнергии, газа и воды – 5,8%. На развитие промышленности региона большое влияние оказывает близость к нефтегазовым территориям ХМАО-Югры и ЯНАО, отличающихся высокой потребностью в привозных ресурсах для производственной деятельности и жизнеобеспечения населения. В автономные округа поставляются оборудование и другие технические средства для нефтяной и газовой промышленности, строительные материалы, продукты питания и иная продукция.

По предварительной оценке Росстата, доля сельского населения в общей численности населения на 01.01.2018 составила 33,3%. Среднегодовая численность занятых в сельском и лесном хозяйстве, охоте, рыболовстве в общей численности занятых за 2016 год составила 6,6%.

Площадь земель сельскохозяйственного назначения в земельном фонде Тюменской области составляет порядка 2,9 млн. га или около 20% от общей площади земель.

Основные отрасли сельского хозяйства – производство зерна, мясомолочное скотоводство, свиноводство, птицеводство, картофелеводство.

1.2 Характеристика состояния энергосистемы Тюменской области

Электроэнергетическая система (ЭЭС) Тюменской области входит в состав объединенной энергосистемы (ОЭС) Урала и имеет электрические связи класса напряжения 500 кВ и ниже с энергосистемами Свердловской, Курганской и Омской областей, ЭЭС ХМАО-Югры, а также с ЭЭС Казахстана.

Одной из наиболее важных задач, выполняемой ЭЭС Тюменской области является обеспечение синхронной параллельной работы ЭЭС России и ЭЭС ХМАО-Югры и ЯНАО посредством ЛЭП 500 кВ.

ЭЭС Тюменской области разделена на 4 энергорайона (рисунок 2): Тюменский, Ишимский, Тобольский и Южный.



Рисунок 2 – Схема фактического баланса электрических нагрузок ЭЭС Тюменской области с разбивкой по энергорайонам на собственный максимум Тюменской энергосистемы 2017 года

1. Тюменский энергорайон

Тюменский энергорайон (рисунок 3) охватывает территорию пяти муниципальных образований области: городской округ город Тюмень, Нижнетавдинский, Тюменский, Янковский, Исетский муниципальные районы.

Основными центрами электроснабжения Тюменского энергорайона являются: ПС 500 кВ Тюмень, ПС 220 кВ Ожогино, ПС 220 кВ ТММЗ, ПС 220 кВ Губернская, Тюменская ТЭЦ-1, Тюменская ТЭЦ-2.

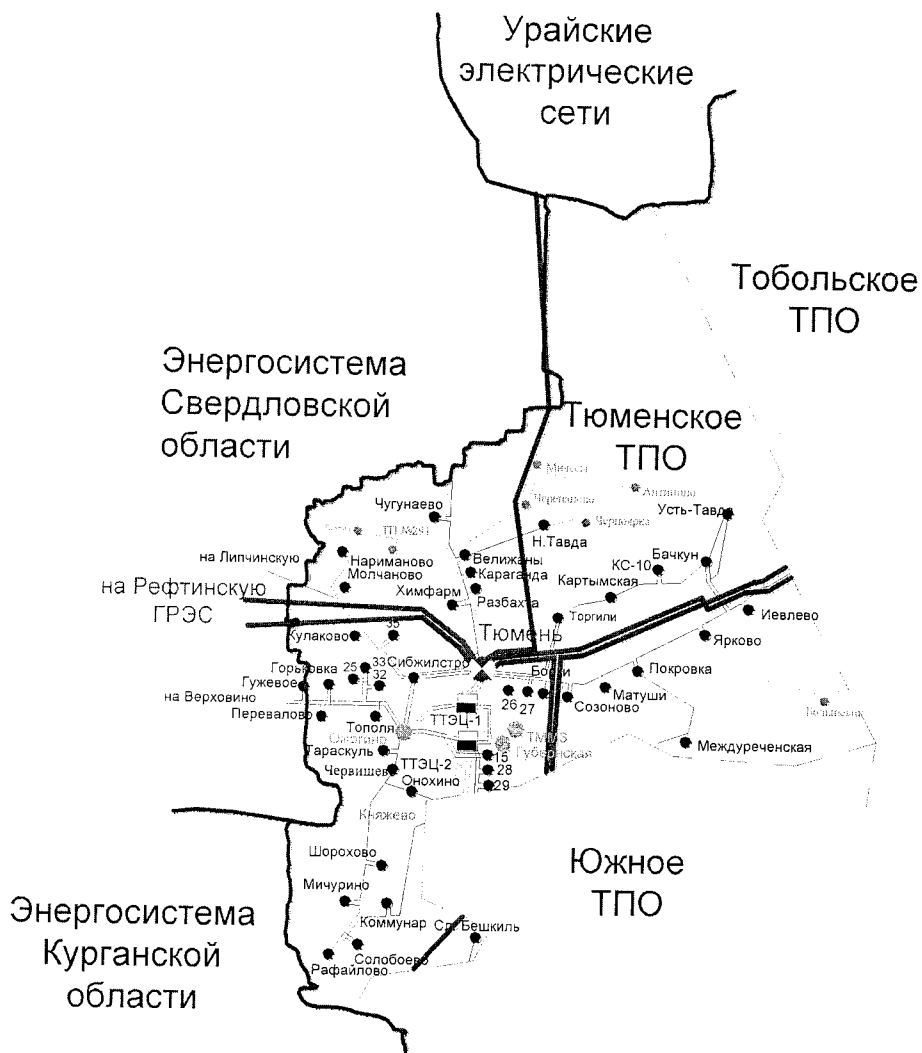


Рисунок 3 – Карта-схема Тюменского энергорайона ЭЭС Тюменской области

2. Тобольский энергорайон

Тобольский энергорайон (рисунок 4) охватывает территорию четырех муниципальных образований области: городской округ город Тобольск, Тобольский, Уватский, Вагайский муниципальные районы.

Основными центрами электроснабжения Тобольского энергорайона являются: ПС 500 кВ Иртыш, ПС 500 кВ Демьянская, ПС 500 кВ Тобол, ПС 500 кВ ЗапСиб, ПС 220 кВ Снежная и Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»).

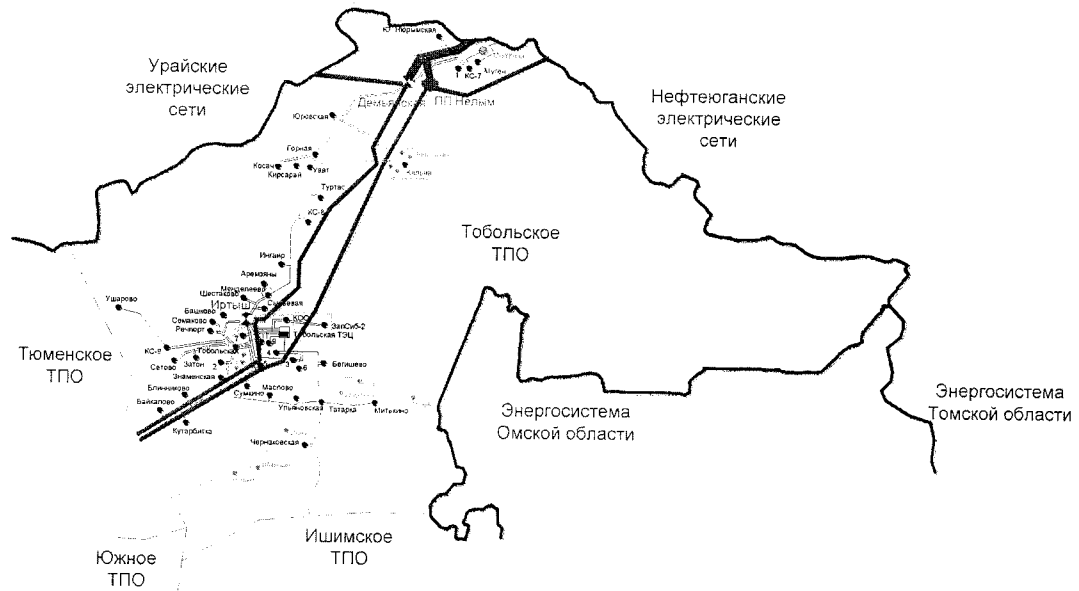


Рисунок 4 – Карта-схема Тобольского энергорайона ЭЭС Тюменской области

3. Ишимский энергорайон

Ишимский энергорайон (рисунок 5) охватывает территорию десяти муниципальных образований области: городской округ город Ишим, Абатский, Аромашевский, Бердюжский, Викуловский, Голышмановский, Ишимский, Казанский, Сладковский, Сорокинский муниципальные районы.

Основными центрами электроснабжения Ишимского энергорайона являются ПС 500 кВ Витязь, ПС 220 кВ Ишим и ПС 220 кВ Голышманово.



Рисунок 5 – Карта-схема Ишимского энергорайона ЭЭС Тюменской области

4. Южный энергорайон

Южный энергорайон (рисунок 6) охватывает территорию семи муниципальных образований области: Заводоуковский городской округ, городской округ город Ялуторовск, Армизонский, Омутинский, Упоровский, Юргинский, Ялуторовский муниципальные районы.

Основными центрами электроснабжения Южного энергорайона являются ПС 220 кВ Заводоуковск, ПС 220 кВ Княжево.



Рисунок 6 – Карта-схема Южного энергорайона ЭЭС Тюменской области
В таблице 1 представлены контролируемые сечения и их состав.

Таблица 1 – Контролируемые сечения в ЭЭС Тюменской области

Контролируемое сечение	Состав электросетевого оборудования
Сечение 35	ВЛ 500 кВ Курган – Беркут
	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень-1
	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень-2
ОЭС Урала – Энергосистема Тюменской области (37)	ВЛ 500 кВ Иртыш – Беркут
	ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая
	ВЛ 500 кВ Тобол – Тюмень
АТ 500 кВ Иртыш (переток из сети 500 кВ)	1АТ Иртыш
	2АТ Иртыш

Усредненный график потребления мощности ЭЭС Тюменской области приведен на рисунке 7. Как видно из рисунка, отношение летнего максимума Тюменской энергосистемы к зимнему приблизительно равно

0,60. Отношение зимнего минимума к зимнему максимуму приблизительно равно 0,83. Отношение летнего минимума к летнему максимуму приблизительно равно 0,75.

Разница между зимним и летним максимумами и минимумами потребления объясняется значительной долей потребления электроэнергии населением в структуре потребления мощности ЭЭС Тюменской области. Равномерность летнего графика нагрузки обусловлена продолжительным световым днем в летний период.



Рисунок 7 – Усредненный график потребления мощности ЭЭС Тюменской области

Ниже представлен список крупнейших предприятий и организаций, составляющих основу ЭЭС Тюменской области.

К генерирующим компаниям относится ПАО «Фортум» – российское подразделение финской энергетической корпорации *Fortum Corporation*, один из ведущих производителей и поставщиков тепловой и электрической энергии на Урале и в Западной Сибири.

К электросетевым компаниям относятся:

- Филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Магистральные электрические сети Западной Сибири (далее – филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири) – собственник электрических сетей напряжением 220 – 500 кВ;
- АО «Тюменьэнерго» осуществляет деятельность по передаче электроэнергии и технологическому присоединению на территории

Тюменского региона (ЯНАО, ХМАО–Югра, Тюменская область). На обслуживании АО «Тюменьэнерго» находятся сети 220 – 0,4 кВ;

– ПАО «Сибирско-Уральская энергетическая компания» (далее – ПАО «СУЭНКО») осуществляет деятельность по передаче электроэнергии и технологическому присоединению на территории Тюменской области (без автономных округов), входит в группу компаний ООО «Корпорация СТС». На обслуживании ПАО «СУЭНКО» находятся сети 110 – 0,4 кВ.

Функцию диспетчерского управления выполняют:

– Филиал АО «Системный оператор Единой энергетической системы» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала» (далее – Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала);

– Филиал АО «Системный оператор Единой энергетической системы» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа–Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа» (далее – Филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ).

К энергосбытовым компаниям и гарантирующим поставщикам электроэнергии относятся:

– Тюменьэнергосбыт – филиал АО «ЭК Восток» – гарантирующий поставщик электрической энергии на территории г. Тюмень и ряда крупных муниципальных образований Тюменской области;

– АО «Тюменская энергосбытовая компания» (дочернее общество АО «Межрегионэнергосбыт») – гарантирующий поставщик электрической энергии в Тюменской области;

– АО «Сибурэнергоменеджмент»;

– Уральский филиал АО «Оборонэнергосбыт».

К наиболее крупным потребителям относятся:

– ООО «Газпром трансгаз Сургут»;

– ООО «СИБУР Тобольск»;

– АО «Антипинский нефтеперерабатывающий завод»;

– ООО «УГМК-Сталь» (Тюменский электрометаллургический завод);

– ООО «РН-Уватнефтегаз»;

– Филиал ОАО «РЖД» «Свердловская железная дорога»;

– АО «Транснефть – Сибирь»;

– ООО «ЗапСибНефтехим».

1.3 Динамика потребления электроэнергии за пятилетний период

В таблице 2 приведены данные по динамике изменения потребления электрической энергии за отчетный период 2013 – 2017 гг. для ЭЭС Тюменской области.

Таблица 2 – Динамика потребления электроэнергии на территории ЭЭС Тюменской области в 2013 – 2017 гг.

Наименование показателя	2013	2014	2015	2016	2017
Электропотребление (млн кВт·ч)	11 099,9	11 803,3	11 248,1	11 698,0	13 073,7
Среднегодовые темпы прироста электропотребления (%)	+2,3	+6,3	-4,7	+4,0	+11,8

1.4 Структура электропотребления Тюменской области по основным группам потребителей за пятилетний период

На рисунке 8 представлена структура электропотребления Тюменской области по основным группам потребителей за 5 лет.



Рисунок 8 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей в 2011 – 2015 гг.

Электропотребление объектами промышленности, городского и сельского населения, транспорта и связи занимает приблизительно равные доли (20 – 30%) в структуре электропотребления Тюменской области.

1.5 Перечень основных крупных потребителей электрической энергии с указанием потребления электрической энергии и мощности

Сведения о динамике электропотребления $\mathcal{E}_{\text{потр}}$ и максимуме потребляемой мощности P_{max} крупных потребителей электрической энергии и мощности в Тюменской области приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Сведения об электропотреблении и максимуме потребления мощности крупных потребителей ЭЭС Тюменской области за период 2013 – 2017 гг.

Потребитель		Год				
		2013	2014	2015	2016	2017
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	$\mathcal{E}_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	1 300,9	1 103,7	1 509,6	1 658,4	1 132,3
	P_{max} , МВт	187,4	243,0	209,6	248,7	201,8
ООО «Тобольск-Нефтехим»	$\mathcal{E}_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	395,2	434,3	479,8	489,8	–
	P_{max} , МВт	52,0	56,0	59,5	63,0	–
ООО «Тобольск-Полимер»	$\mathcal{E}_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	83,5	180,2	257,0	237,9	–
	P_{max} , МВт	15,2	30,0	30,6	34,2	–
ООО «СИБУР Тобольск» ¹	$\mathcal{E}_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	–	–	–	–	781,3
	P_{max} , МВт	–	–	–	–	64,3
АО «Антипинский НПЗ»	$\mathcal{E}_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	50,0	78,7	77,0	218,8	312,0
	P_{max} , МВт	5,6	13,0	8,8	38,4	43,2
Филиал ООО «УГМК-Сталь» в г. Тюмени – «МЗ «Электросталь Тюмени» ²	$\mathcal{E}_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	27,5	217,8	310,3	297,9	360,8
	P_{max} , МВт	52,9	70,0	71,9	67,2	61,1
ООО «РН-Уватнефтегаз»	$\mathcal{E}_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	152,0	141,3	135,5	132,1	112,7
	P_{max} , МВт	19,0	18,0	16,8	17,2	16,3
Филиал ОАО «РЖД» «Свердловская железная дорога»	$\mathcal{E}_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	493,2	486,4	477,6	467,3	488,1
	P_{max} , МВт	71,7	65,9	65,2	64,2	66,9

¹ С 2016 года ООО «Тобольск-Нефтехим» и ООО «Тобольск-Полимер» реорганизованы в ООО «СИБУР Тобольск»

² Введен в работу в 2013 году

Потребитель		Год				
		2013	2014	2015	2016	2017
АО «Транснефть – Сибирь»	Э _{потр} , млн кВт·ч	1 391,8	1 452,8	1 392,7	1 296,7	1 194,0
	P _{max} , МВт	235,7	216,7	166,5	162,0	159,5
ООО «ЗапСибНефтехим»	Э _{потр} , млн кВт·ч	0,0	0,0	1,6	21,1	75,5
	P _{max} , МВт	0,0	0,0	1,3	9,9	27,7

1.6 Динамика изменения максимума нагрузки за пятилетний период

Сводные данные по динамике изменения максимума нагрузки Тюменской области приведены в таблице 4. Представлены фактические данные по территории юга Тюменской области, на час прохождения максимума нагрузки Тюменской энергосистемы в 2013 – 2017 гг.

Таблица 4 – Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области за период 2013 – 2017 гг.

Наименование	Год				
	2013	2014	2015	2016	2017
Максимум нагрузки, МВт	1 786,0	1 951,0	1 905,0	1 890,0	1 912,0
Среднегодовые темпы прироста максимума нагрузки (%)	-4,4	+9,2	-2,4	-0,8	+1,2

За последние пять лет максимум нагрузки энергосистемы Тюменской области увеличился на 7,1%. При этом снижение максимума нагрузки в 2013 г., 2015 г., 2016 г. может быть объяснено благоприятными климатическими условиями прохождения максимума нагрузки.

1.7 Структура установленной мощности на территории Тюменской области

В состав энергосистемы Тюменской области входит три основных источника электроэнергии – Тюменская ТЭЦ-1, Тюменская ТЭЦ-2, принадлежащие ПАО «Фортум» (66,6% от суммарной установленной мощности электростанций Тюменской области), Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск») (31,3% от суммарной установленной мощности электростанций Тюменской области), ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС и ГТЭС Моторостроители, принадлежащие ПАО «Тюменские моторостроители» и ГТЭС Южно-Нурымского м/р АО «Сургутнефтегаз» (2,1% от суммарной установленной мощности электростанций Тюменской области).

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области по состоянию на 01.01.2018

составляет 2 124,9 МВт. Сводные данные по установленной мощности электростанций и типам генерирующих установок приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Состав существующих электростанций по состоянию на 01.01.2018

Наименование электростанции	Сведения о блоках/ агрегатах	Тип выработки	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, МВт
Тюменская ТЭЦ-1 (ПАО «Фортум»)	Всего по электростанции			659,7 ³
	T-100-130 ст. №5	ПСУ	1969	94,0
	T-100-130 ст. №6	ПСУ	1970	72,0 ⁴
	T-100-130 ст. №7	ПСУ	1970	94,0
	ГТ V64.3A ст. №1	ПГУ	2005	60,0
	T-130/160-12,8 ст. №1		2005	130,0
	ГТ V64.3A ст. №2	ПГУ	2011	64,4
	T-145/160-12,8 ст. №2		2011	145,3
Тюменская ТЭЦ-2 (ПАО «Фортум»)	Всего по электростанции			755,0
	T-180/210-130-1 ст. №1	ПСУ	1986	180,0
	T-180/210-130-1 ст. №2	ПСУ	1987	180,0
	T-180/210-130-1 ст. №3	ПСУ	1987	180,0
	K-215-130-1 ст. №4	ПСУ	1990	215,0
Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»)	Всего по электростанции			665,3
	ПТ-135/165-130 ст. №1	ПСУ	1983	135,0
	T-175/210-130 ст. №2	ПСУ	1983	175,0
	ПТ-140/165-130/15-2 ст. №4	ПСУ	1985	142,0
	P-100-130/15 ст. №3	ПСУ	2011	103,6
	K-110-1,6 ст. №5	ПСУ	2011	109,7
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	ГТУ T-12-2РЭУЗ ⁵	ГТУ	2002	12,0

³ Установленная мощность станции с 01.02.2018 составляет 681,7 МВт

⁴ Установленная мощность турбоагрегата T-100-130 ст. №6 с 01.02.2018 составляет 94,0 МВт

⁵ Маркировка генератора

Наименование электростанции	Сведения о блоках/ агрегатах	Тип выработки	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, МВт
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	ГТУ Т-32-2РВЗ-ГВ ⁶	ГТУ	2016	24,9
ГТЭС Южно-Нюрымского м/р (ОАО «Сургутнефтегаз»)	Д-30ЭУ-2	ГТУ	2017	8,0
ИТОГО				2 124,9 (100%)
в т.ч. ПСУ				1 680,3 (79,1%)
ПГУ				399,7 (18,8%)
ГТУ				44,9 (2,1%)

В таблицу 6 сведены данные о вводе, реконструкции и демонтаже электрического оборудования по электростанциям ЭЭС Тюменской области за последние 5 лет.

Таблица 6 – Информация о вводе, демонтаже и перемаркировке оборудования по электростанциям ЭЭС Тюменской области за 2013 – 2018 (I квартал 2018 г.) гг.

Электростанция	Год	Тип работ	Станционный номер	Тип оборудования	Установленная мощность, МВт
Тюменская ТЭЦ-1	2015	Перемаркировка	6	Т-100-130	72,0
Тюменская ТЭЦ-1	2018	Перемаркировка	6	Т-100-130	94,0
Тюменская ТЭЦ-1	2015	Перемаркировка	2	ПГУ	209,7
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	2016	Ввод	1	ГТУ	24,9
ГТЭС Южно-Нюрымского м/р (ОАО «Сургутнефтегаз»)	2017	Ввод	-	ГТУ	8,0

Данные о вводе электросетевых объектов ЭЭС Тюменской области за последние 5 лет приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Информация о вводе электросетевого оборудования ЭЭС Тюменской области за 2013 – 2018 (I квартал 2018 г.) гг.

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
2013	ВЛ 110 кВ Иртыш – Знаменская	6,44 км

⁶ Маркировка генератора

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
2013	ПС 220 кВ ТММЗ (Заходы ВЛ 220 кВ Тюмень – Тюменская ТЭЦ-2 I, II цепь)	4x2,5 км
2013	ПС 110 кВ Тарманы	2x25 МВА
2013	ВЛ 110 кВ Тюмень – Тарманы I, II цепь (Замена провода)	2x1,6 км
2013	ПС 110 кВ Центральная	2x63 МВА
2014	ПС 110 кВ Комарово (Шлейфовый заход ВЛ 110 кВ Ожогоино – Сибжилстрой I цепь)	2x40 МВА 2x0,7 км
2014	ПС 110 кВ Камышинская (Отпайки от ВЛ 110 кВ Сибжилстрой – Северная I, II цепь)	2x40 МВА 2x3,12 км
2014	ПС 110 кВ Березняки (Шлейфовый заход ВЛ 110 кВ Тюмень – Сибжилстрой I цепь)	2x40 МВА 2x1,9 км
2014	ПС 110 кВ Метелево	2x10 МВА
2014	ПС 110 кВ Граничная	2x40 МВА
2015	КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – Ожогоино I, II цепь с отпайкой на ПС Широкая	2x4,2 км
2015	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень	307 м 250 МВА
2015	Расширение ОРУ-110 кВ Тюменской ТЭЦ-2 на две линейные ячейки для включения в транзитный режим двухцепной КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – Ожогоино I, II цепь с отпайкой на ПС Широкая	2x6,6 км
2015	ПС 110 кВ Южно-Нюрымская (Присоединение отпайками от ВЛ 110 кВ Демьянская – КС-7 и ВЛ 110 кВ Демьянская – Кедровая)	2x16 МВА 2x20 км
2015	Реконструкция ПС 110 кВ Чикча	2x10 МВА
2016	Реконструкция ПС 110 кВ Молчаново	2x6,3 МВА
2016	Реконструкция ПС 110 кВ Горьковка	2x16 МВА
2016	Реконструкция ПС 110 кВ Затон	1x6,3 МВА 1x10 МВА
2016	ПС 35 кВ Аксурка	1x2,5 МВА

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
2016	ПС 220 кВ Губернская (Присоединение отпайками от ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I, II цепь).	2x3,6 км 2x63 МВА
2016	Перевод блока №1 Тюменской ТЭЦ-2 на шины 110 кВ. Включение АТ связи 220/110 кВ Тюменской ТЭЦ-2	250 МВА
2016	ПС 110 кВ Запсиб-2 (Присоединение отпайками от ответвлений на ПС 110 кВ КОС)	2x25 МВА 2x6 км
2017	2РУ-500 кВ ПС 500 кВ Тобол, заходы ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым на ПС 500 кВ Тобол с образованием ВЛ 500 кВ Нелым – Тобол, ВЛ 500 кВ Тобол - Тюмень	2x6,73 км
2018	1РУ-500 кВ ПС 500 кВ Тобол, заходы ВЛ 500 кВ Демьянская – Иртыш на ПС 500 кВ Тобол с образованием ВЛ 500 кВ Иртыш – Тобол, ВЛ 500 кВ Демьянская – Тобол	0.45+0,36 км
2018	ПС 500 кВ Запсиб, ВЛ 500 Запсиб – Тобол-I,II,III,IVцепь	4x250 МВА 2x2,65 км 2x2,67 км
2017	Реконструкция ПС 110/10кВ Кулаково	2x16 МВА
2017	Реконструкция ПС 110/10кВ Мурманская	2x40 МВА
2017	Реконструкция ПС 110/35/10кВ Велижаны	2x16 МВА
2017	Реконструкция ПС 110/10кВ Чермет	2x16 МВА
2017	Реконструкция ПС 110/35/10кВ Мичурино	2x16 МВА
2017	Реконструкция ПС 110/35/10кВ Н.Тавда	2x16 МВА
2017	Реконструкция ПС 110/10кВ Ульяновская	10 МВА

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
2018	Реконструкция ПС 110/35/10кВ Омутинка	25 МВА

На основании Протокола Северо-Уральского управления Ростехнадзора от 21.08.2017 № 193-5711-2017 «О запрете эксплуатации ВЛ 500 кВ Тобольск-Ишим» 22.08.2017 отключена ВЛ 500 кВ Тобольск-Ишим (диспетчерское наименование – ВЛ 220 кВ Витязь – Иртыш).

1.8 Структура выработки электроэнергии электростанциями по типам электростанций и видам собственности

Все электростанции Тюменской области относятся к тепловым. По данным за 2017 г. 76,1% выработки электроэнергии приходится на электростанции, принадлежащие ПАО «Фортум», 23,4% – на Тобольскую ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»). Оставшаяся часть электроэнергии (0,5%) вырабатывается электростанциями, принадлежащими ПАО «Тюменские моторостроители» и ОАО «Сургутнефтегаз».

1.9 Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций Тюменской области

В таблице 8 приведены данные по оценке плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых компаний Тюменской области за период 2018 – 2022 гг.

Значение показателя уровня надежности оказываемых услуг определяется продолжительностью прекращений передачи электрической энергии и является отношением фактической суммарной продолжительности всех прекращений передачи электрической энергии в отношении потребителей услуг за расчетный период регулирования к максимальному за расчетный период регулирования числу точек присоединения потребителей услуг к электрической сети электросетевой организации.

Таблица 8 – Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций Тюменской области за период 2018 – 2022 гг.

Наименование организации	2018	2019	2020	2021	2022
ПАО «СУЭНКО»	0,0044	0,0044	0,0043	0,0043	0,0042
АО «Тюменьэнерго»	0,4629	0,4560	0,4491	0,4424	0,4357

ПАО «ФСК ЕЭС»	0,0344	0,0339	0,0334	–	–
---------------	--------	--------	--------	---	---

1.10 Характеристика балансов электроэнергии и мощности за пятилетний период

Балансы электрической мощности и электроэнергии ЭЭС Тюменской области за отчетный пятилетний период приведены в таблицах 9 и 10 соответственно. В качестве максимальной нагрузки потребления приведены фактические данные по территории юга Тюменской области на час прохождения максимума нагрузки ЭЭС Тюменской области в 2013 – 2017 гг.

Таблица 9 – Баланс мощности по территории ЭЭС Тюменской области на час прохождения максимума нагрузки Тюменской энергосистемы в 2013 – 2017 гг., МВт

Наименование показателя	2013	2014	2015	2016	2017
Суммарное покрытие	1 703,3	1 776,0	1 736,2	1 546,5	1 652,0
в том числе:					
Тюменская ТЭЦ-1	450,0	571,0	486,9	555,2	643,0
Тюменская ТЭЦ-2	772,0	751,0	586,3	538,5	557,0
Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»)	478,0	454,0	663,0	452,8	452,0
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	–	–	–	0,0	0,0
ГТЭС Южно-Нурьимского м.р. (ОАО «Сургутнефтегаз»)	–	–	–	–	0,0
Потребление	1 786,0	1 951,0	1 905,0	1 890,0	1 912,0
Сальдо перетоков («-» – избыток, «+» – дефицит)	+82,7	+175,0	+168,8	+343,5	+260,0

Таблица 10 – Баланс электроэнергии за период 2013 – 2017 гг., млн кВт·ч

Наименование показателя	2013	2014	2015	2016	2017
Суммарная выработка	11 891,4	10 655,1	10 154,6	9 270,9	10 130,9
ТЭС	11 840,0	10 609,2	10 116,8	9 227,1	10 083,9
Тюменская ТЭЦ-1	3 913,3	3 572,9	3 603,1	3 450,3	3 534,5

Наименование показателя	2013	2014	2015	2016	2017
Тюменская ТЭЦ-2	4 421,9	4 321,7	3 994,7	3 538,8	4 176,7
Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»)	3 504,8	2 714,6	2 519,0	2 238,0	2 372,7
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	51,4	45,9	37,8	42,8	40,0
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	–	–	–	1,0	4,7
ГТЭС Южно-Нурьмского м.р. (ОАО «Сургутнефтегаз»)	–	–	–	–	2,3
Потребление	11 099,9	11 803,3	11 248,1	11 698,0	13 073,7
Сальдо перетоков («-» – избыток, «+» – дефицит)	-791,5	+1 148,2	+1 093,5	+2 427,1	+2 942,8

1.11 Характеристика электрических сетей 110 кВ и выше Тюменской области (ЛЭП, подстанции, сводные данные)

Основными эксплуатирующими организациями электросетевого хозяйства 110 кВ и выше в ЭЭС Тюменской области являются:

- филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири в магистральном сетевом комплексе класса напряжения 220 кВ и выше;
- АО «Тюменьэнерго» в распределительных сетях класса напряжения 220 – 0,4 кВ;
- ПАО «СУЭНКО» в распределительных сетях класса напряжения 110 – 0,4 кВ;
- иные промышленные предприятия, основным из которых является ОАО «РЖД».

Сводные данные по установленной мощности и количеству трансформаторов/автотрансформаторов (Т/АТ) ПС 110 кВ и выше по состоянию на 01.01.2018 представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Сводные данные по существующим ПС 110 кВ и выше в ЭЭС Тюменской области

Наименование показателя	Количество ПС (ПП), шт.	Количество Т/АТ ⁷ , шт.	Мощность ПС, МВА
По номинальному напряжению			
500 кВ	6	21	3 673,0
220 кВ	7	21	2 129,0
110 кВ	237	445	7 604,7
По эксплуатирующим организациям			

⁷ Суммарное количество Т/АТ приведено с учетом резервных Т/АТ

ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири	12	59	5 886,4
АО «Тюменьэнерго»	178	309	4 935,7
Промышленные предприятия	60	119	2 584,6
ВСЕГО	250	487	13 406,7

Сводные данные по количеству и протяженности ЛЭП 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Сводные данные о количестве и протяженности ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС Тюменской области

Наименование показателя	Кол-во ЛЭП, шт.	Длина, км
По номинальному напряжению		
500 кВ (в том числе ЛЭП 220 кВ в габаритах 500 кВ)	18	2 375,0
220 кВ	30	1 507,0
110 кВ	189	5 529,2
По эксплуатирующим организациям		
ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири	52	3 883,5
АО «Тюменьэнерго»	195	5 527,7
ВСЕГО	247	9 411,2

Перечень основных средств компенсации реактивной мощности (СКРМ), установленных в ЭЭС Тюменской области, приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Сводные данные по СКРМ в ЭЭС Тюменской области

Наименование ПС	Диспетчерское наименование	$U_{ном}$, кВ	Реактивная мощность, Мвар
ПС 500 кВ Демьянская	Р-500-Тобол	500	3*60
	Р-500-Нелым	500	3*60
	Р-110	110	3*33
ПС 500 кВ Нелым	Р-500 Пыть-Ях	500	3*60
	Р-500 Тобол	500	3*60
	УШР-500 Магистральная	500	3*60
ПС 500 кВ Беркут	Р-500 Иртыш	500	4*60
ПС 500 кВ Иртыш	Р-500 Тобол	500	3*60
	2УШР-500	500	3*60
ПС 500 кВ Тюмень	Р-500 Беркут	500	3*60
	2Р-500	500	3*60

Наименование ПС	Диспетчерское наименование	$U_{ном}$, кВ	Реактивная мощность, Мвар
	Р-500 Луговая	500	3*60
	Р-500	500	1*60
ПС 500 кВ Витязь	Р-500 Курган	500	3*60
	Р-500 Иртыш	500	3*60
	Р-1-35	500	1*20
	Р-2-35	500	1*20
	Р-3-35	500	1*20
	Р-4-35	500	1*20
ПС 500 кВ Тобол	Р-500 Тюмень	500	3*60
ПС 500 кВ Тобол	Р-500 Запсиб-1	500	3*60

1.12 Основные внешние связи энергосистемы Тюменской области

ЭЭС Тюменской области в составе Тюменской энергосистемы граничит на севере с энергосистемой ХМАО-Югры, на западе со Свердловской энергосистемой, на юго-западе с Курганской энергосистемой, на юге с энергосистемой Республики Казахстан, на востоке с Омской энергосистемой. Подробный список электрических связей с внешними энергосистемами по состоянию на 01.01.2018 представлен в таблице 14, а также на рисунке 9.

Таблица 14 – Основные внешние связи энергосистемы Тюменской области

Энергосистема	Диспетчерское наименование линии
Энергосистема Свердловской области (ОЭС Урала)	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС - Тюмень №1
	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС - Тюмень №2
	ВЛ 220 кВ Тюмень – Тавда
	ВЛ 110 кВ Велижаны – Увал с отпайкой на ПС Чугунаево
	ВЛ 110 кВ Молчаново – Устье с отпайками
	ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак
	ВЛ 110 кВ Перевалово – Верховино
Энергосистема Курганской области (ОЭС Урала)	ВЛ 500 кВ Курган – Беркут
	ВЛ 500 кВ Курган – Витязь
ЕЭС Казахстана	ВЛ 110 кВ Петропавловская ТЭЦ-2 – Ишим (в габаритах 220 кВ) (связь разорвана на опоре 268)
	ВЛ 110 кВ Петропавловская ТЭЦ-2 – Казанка (связь разорвана на опоре 228)

Энергосистема	Диспетчерское наименование линии
Энергосистема Омской области (ОЭС Сибири)	ВЛ 500 кВ Восход – Витязь
	ВЛ 110 кВ Орехово - Каргалы (С-80)
	ВЛ 110 кВ 2529 км – Новоандреевская с отпайкой на ПС Мангут-С (С-136)
	ВЛ 110 кВ Майка – Мангут-Т с отпайками (С-135)
Энергосистема ХМАО-Югры (ОЭС Урала)	ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая
	ВЛ 500 кВ Нелым – Магистральная
	ВЛ 500 кВ Демьянская – Луговая
	ВЛ 500 кВ Демьянская – Пыть-Ях
	ВЛ 500 кВ Нелым – Пыть-Ях
	ВЛ 220 кВ Демьянская – Болчары
	ВЛ 220 кВ Демьянская – Чеснок
	ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская I цепь с отпайками
	ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская II цепь с отпайками
	ВЛ 110 кВ Снежная – КС-6 с отпайкой на ПС Муген
	ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская II цепь с отпайкой на ПС Эвихон
	ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I цепь с отпайкой на ПС Эвихон



Рисунок 9 – Блок-схема электрических связей Тюменской энергосистемы с внешними энергосистемами

Для исключения перегрузки ЛЭП нормально разомкнуты следующие транзиты:

- транзит 110 кВ Ожогоино – Кармак – Маян, соединяющие энергосистему Тюменской области и Свердловскую энергосистему. Деление произведено на ПС 110 кВ Кармак и на ПС 110 кВ Зарница;
- транзит 110 кВ Ишим – Петропавловская ТЭЦ-2 в габаритах 220 кВ, соединяющий энергосистемы Тюменской области и Республики Казахстан. Деление произведено на ВЛ 110 кВ Ишим – Петропавловская ТЭЦ-2 (связь разорвана на опоре 268);
- транзит 110 кВ Ишим – Казанка – Петропавловская ТЭЦ-2, соединяющий энергосистемы Тюменской области и Республики Казахстан. Деление произведено на ВЛ 110 кВ Петропавловская ТЭЦ-2 – Казанка (связь разорвана на опоре 228);
- транзит 110 кВ Каргалы – Усть-Ишим – Тевриз – Бекшеево – Шухово, соединяющий энергосистему Тюменской области и Омскую энергосистему. Деление произведено на ПС 110 кВ Усть-Ишим;
- транзит 110 кВ Майка – Новоандреевская – Разъезд 2529 – Называевская, соединяющий энергосистему Тюменской области и Омскую энергосистему. Деление произведено на ПС 110 кВ Новоандреевская;
- транзит 110 кВ Майка – Мангут-т – Разъезд 2546 – Называевская, соединяющий энергосистему Тюменской области и Омскую энергосистему. Деление произведено на ПС 110 кВ Майка.

1.13 Анализ отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети 110 кВ и выше

Расчеты проведены для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня. При выполнении расчетов и анализа электрических режимов температура воздуха для зимнего периода принята минус 5⁰С, для летнего периода – плюс 25⁰С.

В нормальной схеме электрической сети ЭЭС Тюменской области во всех рассматриваемых электроэнергетических режимах зимнего и летнего максимума и минимума нагрузок на период 2017 года параметры режима находятся в области допустимых значений.

1.14 Анализ отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети

Как показали расчеты электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети, в Тюменском, Тобольском, Ишимском и Южном энергорайонах параметры режима находятся в области допустимых значений.

1.15 Анализ отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети

Как показали расчеты электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети в Тобольском, Тюменском, Ишимском и Южном энергорайонах параметры режима находятся в области допустимых значений.

При единичных нормативных возмущениях в нормальной и ремонтной схеме применяются следующие схемно-режимные мероприятия:

- секционирование сети 220 кВ, 110 кВ;
- увеличение/снижение генерирующей мощности электростанциями;
- изменение коэффициентов трансформации автотрансформаторов;
- перевод отключенных элементов сети на оставшуюся в работе СШ 110 кВ и выше (в ПАР отключения одной из СШ) в случае возможности реализации данного мероприятия в течение 20 минут.

Помимо схемно-режимных мероприятий для ввода параметров режима в область допустимых значений используются существующие устройства противоаварийной автоматики – АОПО (АРЛ), действующие по факту превышения допустимой токовой загрузки элементов сети.

2 Прогноз развития электрогенерирующего и электросетевого комплекса Тюменской области на 2019 – 2023 годы 110 кВ и выше

2.1 Цели и задачи развития электроэнергетики Тюменской области

Основной целью развития электроэнергетики Тюменской области является обеспечение заданных энергетических условий развития экономики области посредством стабилизации и поддержания высоких темпов роста её энергоэффективности, а также обеспечения повышенного уровня энергобезопасности хозяйственного комплекса области и социальной сферы.

Для достижения поставленной цели «Концепция долгосрочного социально-экономического развития Тюменской области до 2020 года и на перспективу до 2030 года» ставит перед отраслью электроэнергетики следующие задачи:

- надежное и качественное электроснабжение потребителей на территории Тюменской области;
- развитие систем электроснабжения в муниципальных образованиях Тюменской области;
- реконструкция и техническое перевооружение электросетевого хозяйства.

К мероприятиям, направленным на развитие электроснабжения и повышение качества поставляемых услуг, относятся:

- ввод в эксплуатацию новых энергетических мощностей на генерирующих станциях Тюменской области, развитие малой энергетики для энергоснабжения нефтегазового комплекса;
- развитие электросетевого комплекса в соответствии с генеральными планами развития населенных пунктов;
- реконструкция и техническое перевооружение основных фондов электростанций;
- строительство и реконструкция распределительных подстанций, линий электропередачи с применением современного оборудования;
- внедрение современных интеллектуальных устройств автоматики, реконструкция средств диспетчерско-технологического управления на основе цифровых технологий;
- разработка и реализация комплекса мер по энергосбережению и снижению энергоемкости продукции;
- разработка оптимальной тарифной политики в увязке с базовыми решениями Правительства Российской Федерации.

2.2 Прогноз динамики отпуска электроэнергии из распределительных сетей. Перечень основных перспективных потребителей

2.2.1 Прогноз динамики отпуска электроэнергии из распределительных сетей

В таблице 15 приведена информация по динамике отпуска электроэнергии из распределительных сетей АО «Тюменьэнерго» в 2017 году (факт) и на период 2018 – 2023 годов (план).

Таблица 15 – Отпуск электроэнергии из распределительных сетей АО «Тюменьэнерго» в 2017 году (факт) и на период 2018 – 2023 гг. (план), млн кВт·ч

№	Наименование ЭС	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	Тюменские Распределительные Сети	7 689,0	7 617,0	7 640,0	7 663,0	7 686,0	7 709,0	7 732,0

2.2.2 Перечень основных перспективных потребителей

2.2.2.1 Базовый вариант развития

В ЭЭС Тюменской области в рассматриваемый период 2018 – 2023 годов в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение планируется ввод новых производственных мощностей следующих крупных потребителей:

– ООО «РН-Уватнефтегаз». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «РН-Уватнефтегаз» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» планируется присоединение объектов электросетевого хозяйства (ПС 220 кВ Пихтовая с двухцепной ВЛ 220 кВ Демьянская – Пихтовая I, II цепь, ПС 220 кВ Лянтинская с двухцепной ВЛ 220 кВ Лянтинская – Пихтовая I, II цепь, ПС 220 кВ Протозановская с заходами одной цепи двухцепной ВЛ 220 кВ Лянтинская – Пихтовая I, II цепь) с максимальной мощностью 126 МВт (переток по ВЛ 220 кВ Демьянская-Пихтовая I, II цепь) и объектов по производству электрической энергии установленной (максимальной) мощностью 119,3 МВт (без выдачи мощности объектов по производству электрической энергии в электрическую сеть ПАО «ФСК ЕЭС»).

– ООО «СИБИНТЭК», Варягское месторождение нефти Пограничного лицензионного участка по адресу: Варягское месторождение нефти в районе КП-2 с координатами 59°48'50.7"N 70°9'10.5"E. Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 8 МВт. Присоединение вновь сооружаемой ПС 110/35/10 кВ запланировано осуществить ответвлением к ВЛ 110 кВ Снежная – КС-7.

– индустриальный парк в районе п. Богандинский Тюменского муниципального района. Максимальная мощность энергопринимающих устройств данного комплекса составляет 25,3 МВт в соответствии с техническим условиями на технологическое присоединение.

Электроснабжение индустриального парка планируется от ПС 110 кВ ЖБИ с заменой трансформаторов 2х10 МВА на 2х25 МВА.

Учитывая перспективное развитие Тюменской области, связанное со строительством новых жилых микрорайонов с объектами социального и культурно-просветительского характера, значительная часть планируемых к вводу потребителей в период 2018 – 2023 годов приходится на коммунально-бытовой сектор. В частности, значительный прирост потребляемой мощности согласно договорам на технологическое присоединение приходится на энергопринимающие устройства, планируемые к вводу на территории г. Тюмень. В том числе заявителями (инвесторами) для вновь присоединяемой мощности являются следующие организации:

- ПАО «СУЭНКО»;
- ООО «Агентство Интеллект – Сервис»;
- ОАО «Тюменская домостроительная компания»;
- ОАО «Запсибгазпром» (жилые дома с объектами инфраструктуры);
- ОАО «Доступное жилье»;
- ООО «СИБИНТЭК».

2.2.2.2 Умеренно-оптимистический вариант развития

В рамках умеренно-оптимистического варианта развития сетей ЭЭС Тюменской области приведены данные, полученные от государственных органов исполнительной власти муниципальных образований, а также крупных потребителей электрической энергии о планируемых к вводу потребителях. Ниже приведена информация о наиболее крупных, планируемых к вводу, потребителях:

- планируется освоение 50-ти земельных участков в г. Тюмени и Тюменском районе. Карта-схема освоения жилых микрорайонов г. Тюмени и информация о планируемой нагрузке земельных участков приведены на рисунке 10 и в таблице 16;
- по данным АО «Агентство по ипотечному жилищному кредитованию по Тюменской области» в период 2018 – 2025 годов планируется освоение земельных участков ГП-6 и ГП-7, общей площадью 315 га, расположенных в Московском муниципальном образовании Тюменского района Тюменской области со строительством жилой комплексной застройки общей ориентировочной площадью 2 520 тыс. кв. м. жилья и общей электрической нагрузкой 47,876 МВт⁸;

⁸ Электроснабжение энергопринимающих устройств, расположенных на земельных участках ГП-6 и ГП-7, с учетом территориального расположения предусматривается осуществить от вновь сооружаемой ПС 110 кВ Молодежная

- ООО «ИКЕА Сентерс Рус Девелопмент». ТЦ «Мега» на земельном участке с кадастровым номером 72:17:1313004:4989, по адресу: г. Тюмень, пересечение ул. Закалужская и Московский тракт, с максимальной мощностью 11,041 МВт. Присоединение РП-10 кВ объекта на первом этапе планируется к ПС 110/10 кВ Комарово;
- по данным Департамента инвестиционной политики и государственной поддержки предпринимательства Тюменской области планируется реализация инвестиционного проекта ООО «ТФЗ» по строительству Metallургического комплекса с максимальной мощностью на I этапе 5 000 кВт и на II этапе 25 000 кВт, который будет располагаться по адресу: Тюменская область, Нижнетавдинский район, 6,3 км на восток от с. Бухтал. Предполагаемая схема электроснабжения – от вновь сооружаемой ПС 110/10 кВ (2x40 МВА) по схеме 110-4Н с двумя питающими ВЛ 110 кВ суммарной ориентировочной протяженностью 60 км от существующих ВЛ 110 кВ Караганда – Велижаны и ВЛ 110 кВ Велижаны – Увал;
- по данным Администрации Омутинского муниципального района Тюменской области в с. Омутинское, с. Вагай и с. Шабаново планируется ввод энергопринимающих устройств социального и производственного характера суммарной мощностью 3,61 МВт;
- В рамках выполнения поручения Президента РФ о развитии внутренней авиации РФ запланировано строительство нового аэропорта в Тобольском районе ориентировочной мощностью 3,5 МВА с подключением к ПС 110 кВ Сумкино.

Информация раздела **«Умеренно-оптимистический вариант развития»** приведена справочно. Расчеты электроэнергетических режимов на период 2018 – 2023 годы в рамках умеренно-оптимистического варианта развития не выполняются.

Необходимость реализации мероприятий для обеспечения технологического присоединения указанных выше объектов, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий и пр.

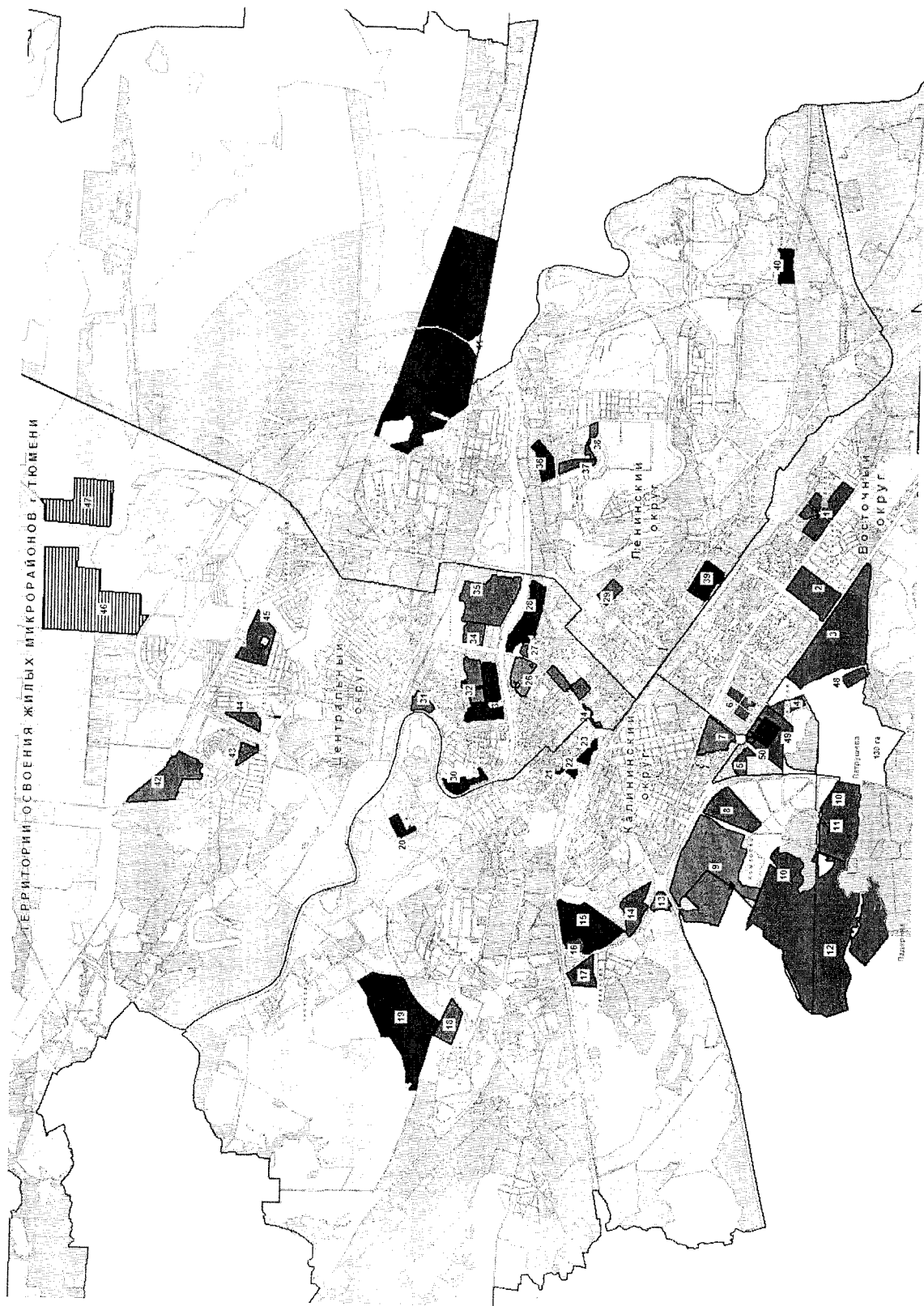


Рисунок 10 – Карта-схема освоения жилых микрорайонов г. Тюмени

Таблица 16 – Данные о планах по освоению жилых микрорайонов г. Тюмени

Наименование площадки	№ земельного участка	Площадь земельного участка, га	Тип застройки	Площадь (тыс.м2)		Численность населения, тыс.чел	Планируемая нагрузка, МВт
				жилая	нежилая		
1	2	3	4	5	6	7	8
Первоочередное освоение (до 2020 года)							
Территория мкр. Войновка	1	65	Многоэтажные жилые дома	780		26	23,2
Территория в р-не д. Ожогина, – мкр. Суходолье	2	60	Многоэтажные жилые дома	720		24	21,4
	3	215	Среднеэтажные жилые дома	2500		86	74,3
	48	14	Малозэтажные жилые дома	16		0,64	0,5
Территория в районе ул. Мельникайте – Федюнинского	4	19	Среднеэтажные жилые дома	60		1,667	1,8
	5	19	Среднеэтажные жилые дома	80,69		1,61	2,4
	6	19	Многоэтажные жилые дома	232,8		7,76	6,9
	7	35	Многоэтажные жилые дома	420		14	12,4
	49	63	Общественно-деловая застройка		70		11,2
Территория в районе д. Комарово – Падерина	8	68	Индивидуальная жилая застройка	85		1,632	1,0
	9	305	Многоэтажные жилые дома	2700		90	80,3
	10	315	этажность 8-16	2520		84	47,9
	11	141	Переменная, до 7 этажей	1050		30	31,2
	12	374	Индивидуальная жилая застройка	291,5		7,78	5,2
Территория в границах ул. Объездная дорога – Московский тракт	13	14	Многоэтажные жилые дома	168		5,6	4,9
	14	75	Многоэтажные жилые дома	900		30	26,7
Территория в р-не д. Плеханова, а/п Плеханово	16	8	Многоэтажные жилые дома	130		3,5	3,8
	17	30	Индивидуальная жилая застройка	21,9		0,55	0,4
Территория в границах ул. Объездная дорога-Тюмень – Луговое автодорога (р-н д. Труфаново)	18	26	Малозэтажные жилые дома	36		0,63	1,0

Наименование площадки	№ земельного участка	Площадь земельного участка, га	Тип застройки	Площадь (тыс.м2)		Численность населения, тыс.чел	Планируемая нагрузка, МВт
				жилая	нежилая		
1	2	3	4	5	6	7	8
Территория в районе ул. Привокзальной	21	1	Многоэтажные жилые дома	14,4		0,48	0,4
Территория вдоль ул. Профсоюзной, центральная часть	24	5	Общественно-деловая застройка		50		8,0
	25	26	Многоэтажные жилые дома	312		10,4	9,2
	26	32	Многоэтажные жилые дома	300		10	8,9
	27	4	Общественно-деловая застройка (ТЦ)		10		1,6
Территория в границах ул. Одесская-Харьковская – 50 лет Октября	29	18	Многоэтажные жилые дома	213,6		7,2	6,3
Территория в районе ул. Щербакова, Газовиков, Эрвье	31	16	Общественно-деловая застройка		25		4,0
	32	38	Многоэтажные жилые дома	454,8		15,16	13,5
Территория в границах ул. Алебашевская – Мельникайте (р-н оз. Алебашево)	34	25	Общественно-деловая застройка (ТРЦ)		100		16,0
	35	122	Многоэтажные жилые дома	1200		40	35,7
Территория в районе ул. Дамбовская – Лесопарковая – Западносибирская (мкр. Тура)	37	12	Многоэтажные жилые дома	145		4,8	4,3
	38	10	Многоэтажные жилые дома	90		3	2,6
Территория в районе п. Березняки, Казарово, мкр. Северный	42	95	Индивидуальная жилая застройка	108		2,16	1,3
	43	15	Индивидуальная жилая застройка	18		0,36	0,2
	44	18	Индивидуальная жилая застройка	21,6		0,432	0,3
	45	63	Индивидуальная жилая застройка	63		1,26	0,9
Перспективное освоение (с 2020 года)							
Территория в границах ул. Интернациональная-Объездная дорога	15	109	Общественно-деловая застройка		1090		174,4
Территория в границах ул. Объездная дорога – Тюмень – Луговое автодорога	19	232	Индивидуальная жилая застройка	240		4,8	3,2

Наименование площадки	№ земельного участка	Площадь земельного участка, га	Тип застройки	Площадь (тыс.м2)		Численность населения, тыс.чел	Планируемая нагрузка, МВт
				жилая	нежилая		
1	2	3	4	5	6	7	8
Территория мкр. Док	20	13	Многоэтажные жилые дома	156		5,2	4,6
Территория в р-не ул. Запольной	22	4	Общественно-деловая застройка		37		5,9
	23	10	Общественно-деловая застройка		100		16
Территория в районе ул. Профсоюзной – Мельникайте (прибрежная часть р. Туры)	28	63	Многоэтажные жилые дома	522,6		17	15,5
Территория мкр. Заречный	30	23	Общественно-деловая застройка		229		36,6
	33	54	Многоэтажные жилые дома	642		21,4	19
Территория ул. Дамбовская, мкр. Тура	36	28	Многоэтажные жилые дома	332,4		11,08	9,8
Территория в границах ул. Республики – Воровского, 50 лет ВЛКСМ	39	39	Многоэтажные жилые дома	360		12	10,7
Территория в р-не п. Антипино	40	24	Многоэтажные жилые дома	180		6	5,3
Территория в р-не Тобольского тракта (10 – 12 км)	41	668	Многоэтажные жилые дома	4500		150	133,8
Территория в районе ул. Мельникайте – Федюнинского	50	25	Общественно-деловая застройка (ТРЦ)		100		16
Зарезервировано для целей жилищного строительства							
Территория Велижанского тракта и ул. Объездная дорога (северная часть)	46	330	Индивидуальная жилая застройка	315		6,5	4,6
	47	131	Для садоводства и огородничества	70		2,5	0,7

2.3 Характеристика перспективных балансов электрической энергии и мощности

В таблицах 17 и 18 представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности энергосистемы Тюменской области на период 2018 – 2023 гг. (базовый вариант).

Таблица 17– Перспективный баланс электроэнергии энергосистемы Тюменской области на период 2018 – 2023 гг., млн кВт·ч

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Электропотребление	13 150,0	14 050,0	14 750,0	15 215,0	15 660,0	15 775,0
Суммарная выработка электростанций	11 182,7	11 023,6	10 939,8	10 840,5	10 740,1	10 819,6
в том числе по электростанциям:						
Тюменская ТЭЦ-1	3 662,5	3 483,7	3 559,5	3 544,2	3 438,7	3 383,5
Тюменская ТЭЦ-2	4 371,3	4 408,9	4 328,8	4 362,4	4 275,0	4 409,7
Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»)	2 289,8	2 199,7	2 153,2	2 153,2	2 153,2	2 153,2
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	36,0	35,8	36,0	36,0	36,0	36,0
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	5,0	3,5	6,0	6,0	6,0	6,0
ГТЭС Южно-Нюрымского м.р. (ОАО «Сургутнефтегаз»)	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
ГТЭС 83 Усть-Тегусская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	577,2	617,7	594,3	551,4	560,6	560,6
ГПЭС 15 Усть-Тегусская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	105,2	105,2	81,2	6,9	94,6	94,6
ГТЭС 42 Тямкинская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	104,2	137,6	149,3	148,9	144,5	144,5
Сальдо перетоков («+» – дефицит; «-» – избыток)	+1 967,3	+3 026,4	+3 810,2	+4 374,5	+4 919,9	+4 955,4

Таблица 18 – Перспективный баланс мощности ЭЭС Тюменской области на период 2018 – 2023 гг., МВт

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Суммарное потребление мощности	1 990,0	2 100,0	2 175,0	2 245,0	2 300,0	2 320,0

Покрытие (суммарная установленная мощность)	2 266,2	2 266,2	2 266,2	2 266,2	2 266,2	2 266,2
в том числе по электростанциям:						
Тюменская ТЭЦ-1	681,7	681,7	681,7	681,7	681,7	681,7
Тюменская ТЭЦ-2	755,0	755,0	755,0	755,0	755,0	755,0
Тобольская ТЭЦ (производство электропарогенерации ООО «СИБУР Тобольск»)	665,3	665,3	665,3	665,3	665,3	665,3
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
ГТЭС Южно-Нурьимского м.р. (ОАО «Сургутнефтегаз»)	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
ГТЭС 83 Усть-Тегусская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	80,3	80,3	80,3	80,3	80,3	80,3
ГПЭС 15 Усть-Тегусская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
ГТЭС 42 Тямкинская (ООО «РН-Уватнефтегаз»)	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0
Сальдо перетоков («+» – дефицит; «-» – избыток)	-276,2	-166,2	-91,2	-21,2	+33,8	+53,8

2.4 Прогноз электропотребления и максимума нагрузки по Тюменской области на пятилетний период

В данном разделе в таблицах 19 и 20 представлены прогнозы электропотребления и максимума нагрузки ЭЭС Тюменской области на период 2018 – 2023 годов на основании базового варианта развития ЭЭС Тюменской области.

Данные о прогнозном электропотреблении крупных потребителей, составляющих не менее 1% потребления региона, на период до 2023 года приведены в таблице 21.

Таблица 19 – Прогноз электропотребления по территории Тюменской области на период 2018 – 2023 гг.

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Электропотребление, млн кВт·ч	13 150,0	14 050,0	14 750,0	15 215,0	15 660,0	15 775,0
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	+0,6	+6,8	+5,0	+3,2	+2,9	+0,7

Таблица 20 – Прогноз максимума нагрузки по территории Тюменской области на период 2018 – 2023 гг.

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Максимум нагрузки, МВт	1 990,0	2 100,0	2 175,0	2 245,0	2 300,0	2 320,0
Среднегодовые темпы прироста максимума нагрузки, %	+4,1	+5,5	+3,6	+3,2	+2,4	+0,9

Таблица 21 – Прогноз потребления электроэнергии и мощности крупными потребителями на территории Тюменской области на период до 2023 года, млн кВт·ч

Наименование потребителя		2018	2019	2020	2021	2022	2023
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	Э _{потр} , млн кВт·ч	1 082,1	1 082,1	1 082,1	1 082,1	1 082,1	1 082,1
	P _{max} , МВт	225,5	225,5	225,5	225,5	225,5	225,5
ООО «ЗапСибНефтехим»	Э _{потр} , млн кВт·ч	329,0	771,6	1 774,0	1 774,0	1 774,0	1 774,0
	P _{max} , МВт	51,9	129,9	294,0	294,0	294,0	294,0
ООО «СИБУР Тобольск»	Э _{потр} , млн кВт·ч	781,3	775,5	799,3	799,3	799,3	799,3
	P _{max} , МВт	64,3	72,4	73,8	73,8	73,8	73,8
АО «Антипинский НПЗ»	Э _{потр} , млн кВт·ч	373,3	402,5	661,4	661,4	661,4	661,4
	P _{max} , МВт	48,3	50,4	76,0	76,0	76,0	76,0
Филиал ООО «УГМК-Сталь» в г. Тюмени – «МЗ «Электросталь Тюмени»	Э _{потр} , млн кВт·ч	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0
	P _{max} , МВт	62,0	63,0	63,0	63,0	63,0	63,0
ООО «РН- Уватнефтегаз» (электроснабжение добывающих)	Э _{потр} , млн кВт·ч	150,0	443,5	579,6	717,2	623,7	832,2
	P _{max} , МВт	35,2	63,1	66,0	81,9	71,2	95,0

Наименование потребителя		2018	2019	2020	2021	2022	2023
скважин и объектов инфраструктуры)							
ООО «РН- Уватнефтегаз» (электроснабжение добывающих скважин и объектов инфраструктуры с буровыми установками)	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	202,6	513,6	658,4	796,0	720,1	919,8
	P_{max} , МВт	53,2	87,1	93,0	108,9	104,2	125,0
Филиал ОАО «РЖД» «Свердловская железная дорога»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	444,4	499,4	504,3	504,3	504,3	504,3
	P_{max} , МВт	66,8	67,5	68,2	68,2	68,2	68,2
АО «Транснефть – Сибирь»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	1 210,9	1 210,9	1 210,9	1 210,9	1 210,9	1 210,9
	P_{max} , МВт	154,6	154,6	154,6	154,6	154,6	154,6

На рисунках 11 и 12 представлены график изменения установленной мощности электростанций и максимума нагрузки потребителей на территории ЭЭС Тюменской области в период 2013 – 2023 годов и график изменения выработки электростанциями и потребления электроэнергии по территории ЭЭС Тюменской области в период 2013 – 2023 годов соответственно.



Рисунок 11 – Изменение установленной мощности электростанций и максимума нагрузки потребления по территории ЭЭС Тюменской области в период 2013 – 2023 годов



Рисунок 12 – Изменение выработки электростанциями и потребления электроэнергии по территории ЭЭС Тюменской области в период 2013 – 2023 годов

2.5 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Тюменской области

В соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 гг. ввод и вывод из эксплуатации генерирующих объектов и генерирующего оборудования на территории Тюменской области с высокой вероятностью реализации в период 2018 – 2024 гг. не предусмотрено.

В 2018 году проведена перемаркировка 6ТГ Тюменской ТЭЦ-1 с увеличением установленной мощности блока до 94 МВт. Таким образом, суммарная установленная мощность Тюменской ТЭЦ-1 с учетом перемаркировки с 01.02.2018 составляет 681,7 МВт.

Также в рамках реализации технических условий на технологическое присоединение к сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств ООО «РН-Уватнефтегаз» (ПС 500 кВ Демьянская) в рамках базового прогноза потребления мощности учтен ввод объектов по производству электрической энергии установленной (максимальной) мощностью 119,3 МВт (без выдачи мощности объектов по производству электрической энергии в электрическую сеть ПАО «ФСК ЕЭС»):

- ГТЭС Усть-Тегусского месторождения, установленной (максимальной) мощностью 80,3 МВт;
- ГПЭС Усть-Тегусского месторождения, установленной (максимальной) мощностью 15 МВт;
- ГТЭС Тямкинского месторождения установленной (максимальной) мощностью 24 МВт.

2.6 Анализ перспективных электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше на период 2018 – 2023 годов

В настоящем разделе проведены расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС Тюменской области при нормативных возмущениях в электрической сети 35 – 500 кВ (при необходимости 6(10) кВ) ЭЭС Тюменской области для нормальной и основных ремонтных схем для базового варианта развития ЭЭС Тюменской области на период 2018 – 2023 годов.

Расчеты проведены для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277⁹.

При выполнении расчётов электрических режимов ЭЭС Тюменской области температура воздуха принята с учётом положений правил устройства электроустановок (ПУЭ), а также строительных норм и правил «Строительная климатология» СНиП 23-01-99. Согласно СНиП 23-01-99, максимальная среднемесячная температура воздуха Тюменской области, соответствующая зимнему периоду, равна минус 13,7°С, а средняя максимальная температура наиболее теплого месяца равна плюс 24°С. Согласно п.2.5.51 ПУЭ, температура воздуха для зимних периодов принята равной минус 5°С, а для летних периодов плюс 25°С.

Поузловые прогнозы потребления, используемые при проведении расчетов электроэнергетических режимов, сформированы с учетом эффекта совмещения максимума потребления электрической мощности различных потребителей и вероятности набора заявленной максимальной мощности новых потребителей.

При формировании коэффициентов совмещения / вероятности учтен конкретный состав и характер потребителей (структура потребления) в узлах нагрузки, их режимы работы, планы по развитию и технологическому присоединению с учетом степени их обоснованности.

В качестве исходной информации при проведении анализа режимов работы схемы электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС Тюменской области на перспективу развития 2018 – 2023 годов были использованы данные о развитии энергосистемы в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы и техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Во всех нормальных режимах перспективного периода 2018 – 2023 годов уровни напряжения в узлах 110 кВ и выше и токовая загрузка

⁹ При выполнении анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов, в случае необходимости выполнения схемно-режимных мероприятий в послеаварийных схемах, время реализации мероприятий принято в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277. Согласно указанному документу продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

электросетевого оборудования 110 кВ и выше находятся в области допустимых значений.

2.7 Расчет и анализ перспективных электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети

Как показали расчеты электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Тюменском, Тобольском, Ишимском и Южном энергорайонах параметры режима находятся в области допустимых значений.

2.8 Расчет и анализ перспективных электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети

Как показали расчеты электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети в Тобольском, Тюменском, Ишимском и Южном энергорайонах параметры режима находятся в области допустимых значений.

При единичных нормативных возмущениях в нормальной и ремонтной схеме возможно применение следующих схемно-режимных мероприятий:

- секционирование сети 220 кВ, 110 кВ;
- увеличение/снижение генерирующей мощности электростанциями;
- изменение коэффициентов трансформации автотрансформаторов;
- перевод отключенных элементов сети на оставшуюся в работе СШ 110 кВ и выше (в ПАР отключения одной из СШ) в случае возможности реализации данного мероприятия в течение 20 минут.

Помимо схемно-режимных мероприятий для ввода параметров режима в область допустимых значений используются существующие устройства противоаварийной автоматики – АОПО (АРЛ), действующие по факту превышения допустимой токовой загрузки элементов сети.

2.9 Расчет и анализ загрузки центров питания 110 кВ

В целях проверки пропускной способности трансформаторов центров питания 110 кВ ЭЭС Тюменской области проведен анализ текущей и перспективной загрузки трансформаторного оборудования. В таблице 22 представлена информация о текущей загрузке центров питания 110 кВ энергосистемы Тюменской области на основании контрольных замеров нагрузок 2017 года, а также данные о приростах мощности и расчетной загрузке центров питания на период 2018 – 2023 годов.

Таблица 22 – Сведения о текущем и планируемом потреблении мощности по подстанциям 110 кВ энергосистемы Тюменской области с учетом технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителей

Наименование энергостанции	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование T/AT(T)	Sном, МВА	зимний максимум 20.12.2017		зимний минимум 02-00 20.12.2017		летний максимум 10-00 21.06.2017		летний минимум 03-00 21.06.2017		Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт					
					P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ИшимЭР	Абатск (по данным зимнего КЗ 21.12.2016 загрузка ПС 110 кВ Абатск составила 7,12 МВт/2,98 МВар)	110/10	1Т	10	2,9	1,3	2,1	0,9	1,7	0,8	1,2	0,6	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	6,3	2,7	1,2	2,0	0,9	1,3	0,6	1,0	0,5						
ИшимЭР	Апула	110/10	1Т	6,3	0,4	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР	Аромашево	110/10	1Т	10	0,5	0,2	0,4	0,2	0,4	0,1	0,3	0,1	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР		110/10	2Т	10	3,2	1,5	2,3	1,1	1,7	0,7	1,1	0,5						
ИшимЭР	Балаганы	110/10	1Т	6,3	0,3	0,2	0,3	0,1	0,3	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР	Банниково	110/10	1Т	6,3	0,4	0,3	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР	Безруково	110/10	1Т	25	1,9	0,4	2,2	0,5	1,6	0,4	2,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР		110/10	2Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР	Бердюжье	110/35/10	1Т	10	1,8	0,6	1,6	0,5	1,0	0,5	0,8	0,4	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР		110/35/10	2Т	10	3,0	1,6	2,3	1,2	2,0	1,3	1,4	0,9						
ИшимЭР	Березовка	110/10	1Т	6,3	0,6	0,3	0,5	0,3	0,2	0,1	0,2	0,1	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР	Быструха	110/10	1Т	2,5	0,5	0,3	0,5	0,3	0,2	0,1	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР	Викулово	110/35/10	1Т	10	3,9	1,8	3,0	1,3	2,4	1,1	1,8	0,8	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР		110/35/10	2Т	10	2,0	0,8	1,4	0,6	1,2	0,5	0,8	0,4						
ИшимЭР	Витязь	500/230/38.5	1АТГ	501	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР		230/121/38.5	4АТ	125	-0,2	-20,0	0,4	22,7	-0,4	-35,7	0,6	40,4						
ИшимЭР	Витязь	110/11	5Т	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР		110/11	6Т	2,5	-0,3	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР	Вознесенка	110/10	1Т	10	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР		110/10	2Т	10	2,8	0,6	2,2	0,5	2,0	0,4	2,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР	Выстрел	110/10	1Т	2,5	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР	Вяткино	110/10	1Т	2,5	0,4	0,2	0,3	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР	Гагарино	110/10	1Т	6,3	1,8	0,9	1,8	0,9	1,2	0,4	1,2	0,4	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	

Наименование энергопайона	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Т)	S _{ном} , МВА	зимний максимум 16-00 20.12.2017		зимний минимум 02-00 20.12.2017		летний максимум 10-00 21.06.2017		летний минимум 03-00 21.06.2017		Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт					
					P МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ИшимЭР	Гладилово	110/10	1Т	6,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,05	0,0	0,0	0,0	0,0	
					0,4	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ИшимЭР	Гольшманово	220/121/10,5	3АТ	6,3	15,0	0,4	14,0	-1,4	6,2	1,5	5,0	1,6						
					15,1	0,8	14,1	-1,1	6,1	1,7	5,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
		115/11	1Т	6,3	3,4	1,4	2,2	1,3	1,5	1,2	0,9	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
					16	3,0	1,3	2,2	1,3	1,9	1,2	1,1	1,1	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Горбуново	110	1Т	6,3	0,4	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Дорожная	110/10	1Т	25	0,8	0,2	0,9	0,2	0,6	0,2	3,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Дубынка	110/10	1Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Евсино	110/10	1Т	6,3	0,8	0,4	0,8	0,4	0,4	0,3	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Ермаки	110/10	1Т	6,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Желнино	110/10	1Т	6,3	0,3	0,2	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Земляная	110/10	1Т	2,5	0,4	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Ильинка	110/10	1Т	6,3	0,6	0,3	0,4	0,2	0,3	0,1	0,3	0,1	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Истошино	110/10	1Т	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Ишим	230/121/10,5	1АТ	125	1,4	0,8	1,1	0,6	0,7	0,4	0,6	0,3	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
					6,3	0,2	0,1	0,4	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0
		115/11	3Т	15	39,5	-0,1	34,5	-3,0	27,7	-8,1	18,6	-10,6						
					38,5	2,0	35,0	-1,1	26,0	-6,8	19,1	-9,6	3,75	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Казанка	110/35/10	1Т	16	3,4	1,1	2,9	0,9	1,4	0,8	0,9	0,19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Камышенка	110/10	1Т	6,3	0,5	0,2	0,6	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Карасуль	110/10	1Т	6,3	0,6	0,4	0,6	0,3	1,0	0,5	1,0	0,5	0,13	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Каратаевка	110/10	1Т	6,3	0,4	0,3	0,4	0,3	0,8	0,5	0,8	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Каргалы	110/10	1Т	2,5	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Колос	110/35/10	1Т	2,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Коркино	110/35/10	2Т	10	1,8	1,1	1,8	1,1	1,5	0,8	1,5	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР		110/10	1Т	25	4,3	1,7	2,7	1,1	4,0	1,6	2,7	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование энергетической станции	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Т)	Sном, МВА	зимний максимум 16-00 20.12.2017		зимний минимум 02-00 20.12.2017		летний максимум 10-00 21.06.2017		летний минимум 03-00 21.06.2017		Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт					
					P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ИшимЭР		110/10	2Т	25	2,7	1,0	2,7	1,0	1,5	0,6	1,8	0,7						
ИшимЭР	Кротово	110/10	1Т	6,3	0,4	0,2	0,4	0,2	0,3	0,1	0,2	0,1						
ИшимЭР	Ламенка	110/10	2Т	2,5	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Лапино	110/10	1Т	6,3	1,4	0,6	1,2	0,6	0,5	0,3	0,6	0,3	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Лариха	110/10	2Т	10	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Лариха	110/10	1Т	2,5	0,8	0,5	0,8	0,5	0,6	0,3	0,6	0,3	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Лотовка	110/10	2Т	6,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Лотовка	110/10	1Т	2,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	М.Остров	110/10	1Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	М.Остров	110/10	2Т	25	3,9	1,0	3,0	0,8	1,0	0,3	2,8	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Майка	110/10	1Т	25	5,1	1,1	3,1	0,7	1,6	0,4	3,9	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Мальшенка	110/10	2Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Мальшенка	110/10	1Т	6,3	1,0	0,5	0,7	0,4	0,5	0,2	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Маслянка	110/10	1Т	6,3	0,7	0,4	0,5	0,3	0,9	0,4	0,7	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Менжинка	110/10	2Т	6,3	0,6	0,4	0,6	0,4	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Менжинка	110/10	1Т	2,5	0,5	0,2	0,5	0,2	0,3	0,1	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Н.Андреевская	110/10	1Т	25	3,2	0,5	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Н.Андреевская	110/10	2Т	25	0,1	0,1	0,1	0,1	0,5	0,2	2,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Н.Локти	110/10	1Т	2,5	0,4	0,1	0,4	0,1	0,6	0,4	0,6	0,3	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Н.Локти	110/10	2Т	6,3	0,5	0,2	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Н.Петрово	110/10	1Т	10	3,0	1,2	3,0	1,2	2,8	1,4	2,1	1,0	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Н.Петрово	110/10	2Т	10	10,3	4,8	10,3	4,8	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Никольск	110/10	1Т	25	1,2	0,3	1,3	0,3	1,4	0,4	3,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Никольск	110/10	2Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Октябрь	110/10	1Т	25	3,8	0,9	2,4	0,6	0,5	0,2	2,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Октябрь	110/10	2Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Омская	110/10	1Т	16	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Омская	110/10	2Т	16	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Опеновка	110/10	1Т	16	1,1	0,3	1,6	0,4	1,1	0,3	3,3	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Опеновка	110/10	2Т	16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Ощепково	110/10	1Т	3,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование энергоячейки	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование T/A(T)	S _{ном} , МВА	зимний максимум 16-00 20.12.2017		зимний минимум 02-00 20.12.2017		летний максимум 10-00 21.06.2017		летний минимум 03-00 21.06.2017		Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт					
					P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ИшимЭР	Памятных	110/10	2Т	2,5	0,5	0,2	0,5	0,2	0,3	0,1	0,3	0,2						
ИшимЭР	Памятных	110/10	1Т	10	3,5	2,2	3,5	2,2	1,7	0,9	1,7	0,9			0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Песьяново	110/10	2Т	10	2,0	1,0	2,0	1,0	1,8	0,7	1,8	0,7	0,05					
ИшимЭР	Песьяново	110/10	2Т	2,5	0,3	0,2	0,3	0,2	0,4	0,2	0,4	0,2	0,01		0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Петухово	110/10	1Т	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Петухово	110/10	1Т	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Пингино	110/10	1Т	2,5	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Поддубровное	110/10	1Т	6,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0		0,02	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Прокутка	110/10	1Т	6,3	0,4	0,2	0,4	0,2	0,4	0,2	0,4	0,2	0,01		0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Равнец	110/10	1Т	6,3	0,4	0,3	0,3	0,2	0,4	0,2	0,4	0,2	0,01		0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Скакуново	110/10	1Т	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Скакуново	110/10	2Т	2,5	1,4	0,3	1,3	0,3	1,1	0,3	3,2	0,6			0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Сладково	110/35/10	1Т	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			0,01	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Сладково	110/35/10	2Т	10	3,0	1,6	2,2	1,2	1,9	0,4	1,9	0,5			0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Сорокино	110/10	1Т	6,3	1,0	0,5	0,9	0,4	0,4	0,1	0,3	0,1	0,07		0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Сорокино	110/10	2Т	6,3	2,8	1,3	2,2	1,0	1,6	0,4	1,2	0,3			0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Стелная	110/10	1Т	2,5	0,5	0,2	0,7	0,2	0,8	0,2	4,7	0,9			0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Стелная	110/10	2Т	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Стрехино	110/10	1Т	10	1,9	1,0	1,9	1,0	2,5	1,4	2,5	1,4			0,05	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Стрехино	110/10	2Т	10	3,9	2,1	3,9	2,1	3,4	1,9	3,4	1,9			0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Тушнолобово	110/10	1Т	6,3	1,0	0,3	0,8	0,3	0,4	0,1	0,5	0,1	0,01		0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Челюскинцы	110/10	1Т	6,3	0,4	0,2	0,3	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Ченчерь	110/10	1Т	6,3	0,3	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Юбилейная	110/10	1Т	6,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,2	0,3	0,2	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Яровское	110/10	2Т	6,3	0,6	0,3	0,6	0,3	0,2	0,1	0,2	0,1			0,0	0,0	0,0	0,0
ИшимЭР	Яровское	110/10	1Т	6,3	0,1	0,1	0,3	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Абалак	110/6	1Т	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,5	1,7	0,5			3,00	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Абалак	110/6	2Т	6,3	1,6	0,5	1,6	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Аремзяны	110/6	1Т	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,2			0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Аремзяны	110/6	2Т	10	0,1	0,2	0,1	0,2	0,9	0,9	0,9	0,9			0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Байкалово	110/10	1Т	6,3	1,2	0,4	0,9	0,3	0,4	0,3	0,3	0,2	0,02		0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование энергоячейки	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование T/AT(T)	Sном, МВА	зимний максимум 16-00 20.12.2017		зимний минимум 02-00 20.12.2017		летний максимум 10-00 21.06.2017		летний минимум 03-00 21.06.2017		Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт						
					P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
ТобЭР	Башково	110/10	2Т	6,3	0,9	0,3	0,7	0,2	0,4	0,3	0,2								
		110/10	1Т	10	1,6	1,0	1,2	0,8	0,7	0,5	0,4			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ТобЭР	Бегишево	110/10	2Т	6,3	1,2	0,7	0,8	0,5	0,9	0,5	0,4								
		110/35/10	1Т	6,3	0,8	0,2	0,7	0,2	0,3	0,1	0,2	0,1			0,07	0,02	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Блиниково	110/10	2Т	6,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1			0,03	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	1Т	2,5	0,6	0,1	0,6	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Болчары	220/110/10	1Т	32	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		220/110/10	2Т	32	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Волгинская	110/10	1Т	25	9,2	3,4	6,8	2,5	4,1	1,6	2,3	0,9			0,31	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	25	6,7	2,4	4,6	1,6	3,1	1,2	2,0	0,8			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	ВОС	110/6	1Т	6,3	0,3	0,2	0,3	0,2	0,4	0,1	0,3	0,1			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/6	2Т	6,3	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	0,1	0,2	0,1			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Вузгородок	110/10/10	1Т	25	3,8	1,8	1,8	0,9	2,5	0,5	1,2	0,3			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10/10	2Т	25	3,5	1,6	1,7	0,8	2,4	0,5	1,1	0,2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Горная	110/10/10	1Т	40	7,8	3,6	7,8	3,6	15,3	5,8	7,6	2,8			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10/10	2Т	40	8,6	4,0	8,6	4,0	8,8	3,2	8,7	3,2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	ГПП-3	110/10	1Т	63	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	63	17,9	5,6	17,6	5,6	16,9	4,8	16,4	4,7			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Демьянская	500	1АТГ	501	105,3	9,1	71,7	24,4	72,7	-1,1	48,2	2,3							
		500	2АТГ	501	123,0	-5,7	80,6	11,1	87,3	-16,2	57,5	-12,7							
		220	3АТ	63	28,0	0,7	24,0	3,7	23,7	0,7	18,8	1,0			126,13	4,80	0,0	0,0	0,0
		220	4АТ	125	55,4	1,7	46,7	8,3	52,3	4,1	41,1	4,4							
		220	5АТ	63	25,6	0,1	21,8	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0							
ТобЭР	Епанчинский водозабор	110/10	1Т	2,5	1,8	0,6	1,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ТобЭР	ЗапСиб-2	110	1Т	25	8,7	4,5	8,0	2,7	0,6	0,3	0,5	0,2			5,00	0,0	0,0	0,0	0,0
		110	2Т	25	10,6	3,5	6,2	2,0	2,0	0,8	1,5	0,6							
ТобЭР	Затон	110/10	1Т	6,3	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1			0,05	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	10	0,8	0,4	0,6	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3							
ТобЭР	ЗКСМ	110/10	1Т	2,5	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Знаменская	110/10	1Т	16	2,2	0,7	1,7	0,6	1,0	0,6	0,8	0,5			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	16	3,1	1,0	2,6	0,9	0,3	0,2	0,3	0,2							

Наименование энергоблока	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование T/AT(I)	S _{ном} MVA	зимний максимум 16-00 20.12.2017		зимний минимум 02-00 20.12.2017		летний максимум 10-00 21.06.2017		летний минимум 03-00 21.06.2017		Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт					
					P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ТобЭР	Ингаир	110/10	1Т	2,5	0,7	0,2	0,7	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Иртыш	500/110/10	1АТ	250	-1,3	-0,1	1,8	2,5	64,6	-32,1	36,3	-31,5						
		500/110/10	2АТ	250	110,8	-44,3	75,6	-14,4	54,3	-26,9	32,2	-27,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		220/110/10	4АТ	125	0,0	0,0	0,0	0,0	-44,5	-47,4	-25,6	56,0						
		110/35/10	1Т	40	8,1	3,1	8,0	3,0	5,0	2,5	4,1	2,1	4,90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Кальча	110/35/10	2Т	40	5,6	2,1	5,5	2,0	4,1	2,1	4,9	2,5						
		110/10	1Т	6,3	1,3	0,5	1,1	0,4	0,5	0,2	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Кедровая	110/10	2Т	6,3	1,3	0,5	1,1	0,4	0,5	0,2	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	1Т	6,3	0,4	0,1	0,3	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,90	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Кирсарай	110/10	2Т	6,3	1,6	0,3	1,3	0,3	0,7	0,4	0,5	0,3	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	1Т	6,3	3,1	0,8	3,0	0,8	1,2	0,4	1,5	0,5	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	КОС	110/10	2Т	6,3	1,8	0,4	1,7	0,4	1,9	0,7	1,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	1Т	6,3	1,3	0,4	0,0	0,1	0,3	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Косач	110/10	2Т	6,3	2,1	0,7	2,5	0,8	1,1	0,7	0,9	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	1Т	6,3	25,2	17,1	25,2	17,1	11,1	7,3	11,1	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	КС-7	110/10/10	1Т	6,3	25,2	17,0	25,2	17,0	10,2	6,7	10,2	6,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10/10	2Т	6,3	0,7	0,5	0,7	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	КС-8	110/10	1Т	6,3	0,6	0,4	0,6	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	6,3	12,1	1,3	12,2	1,3	0,1	0,3	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	КС-9	110/10/10	1Т	6,3	37,1	5,2	37,2	5,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10/10	2Т	6,3	24,8	3,0	24,8	3,0	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10/10	3Т	6,3	24,5	2,9	24,6	2,9	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10/10	4Т	6,3	0,3	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Кутарбитка	110/10	2Т	6,3	0,4	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ТобЭР	Маслово	110/10	1Т	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,6	0,5	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ТобЭР	Менделеево	110/10/10	1Т	40	6,5	2,5	13,1	5,2	8,5	3,4	2,4	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10/10	2Т	40	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Митькино	110/10	1Т	2,5	0,9	0,3	0,8	0,2	0,3	0,2	0,2	0,1	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Муген	110/6	1Т	10	3,3	1,6	3,6	1,8	3,5	1,7	3,5	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Нельм	110/6	2Т	10	0,1	0,1	0,1	0,1	2,6	1,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Нельм	110/10	1Т	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Нюрьмская	110	1Т	16	3,7	2,3	3,5	2,1	1,9	0,8	2,1	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование энергоячейки	Наименование ПС	Уном., кВ	Наименование Т/АТ(Т)	Sном, МВА	зимний максимум 16-00 20.12.2017		зимний минимум 02-00 20.12.2017		летний максимум 10-00 21.06.2017		летний минимум 03-00 21.06.2017		Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт						
					P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
		110	2Т	16	1,6	0,9	1,7	1,1	2,0	0,9	1,1	0,5							
		500	1АТ	250	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
		500	2АТ	250	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
	ЗапСиб (новая)	500	3АТ	250	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	300,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		500	4АТ	250	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
	Лянтинская (новая)	220	1АТ	125	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
		220	2АТ	125	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Пихтовая (новая)	220	1Т	63	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
		220	2Т	63	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
	Протозановская (новая)	220	1Т	63	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
		220	2Т	63	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
	Речпорт	110/10	1Т	10	1,9	0,9	1,5	0,6	1,7	1,4	1,5	1,2	0,33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	16	2,4	1,1	2,3	1,1	1,4	1,2	1,1	0,9							
	Семаково	110/10	2Т	16	0,5	0,3	0,5	0,3	0,1	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10/10	1Т	40	7,8	2,8	15,0	5,5	12,0	1,8	12,2	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Сетово	110/10/10	2Т	40	0,3	0,2	0,3	0,2	7,4	1,1	0,2	0,2							
	Стройбаза	110/10	1Т	16	2,2	1,0	1,8	0,8	0,9	0,9	0,6	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0							
	Сумкино	110/10	1Т	6,3	4,7	1,9	4,0	1,6	0,0	0,1	0,0	0,1	0,05	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	10	0,0	0,1	0,0	0,1	1,6	1,3	1,3	1,1							
	Сырьевая	110/10/10	1Т	32	2,5	0,8	2,5	0,8	4,2	1,2	4,3	1,2							
		110/10/10	2Т	32	8,8	2,8	9,0	2,9	5,2	1,5	5,1	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Снежная	110/10/10	1Т	40	7,8	0,8	8,2	0,9	7,8	0,9	7,8	0,8							
		110/10/10	2Т	40	6,7	0,7	6,6	0,7	0,5	0,3	0,5	0,3							
		110/10/10	3Т	40	7,1	0,8	6,7	0,8	11,5	1,1	0,1	0,2	1,70	4,00	10,46	30,00	0,0	0,0	0,0
		220/110/10	4АТ	125	42,1	22,0	63,8	23,3	41,1	14,7	46,0	14,0							
		220/110/10	5АТ	125	43,7	25,6	66,1	27,4	42,7	18,2	47,7	17,4							
	Татарка	110/6	1Т	10	6,9	1,3	6,5	1,3	3,5	1,0	3,4	1,0							
		110/6	2Т	10	0,0	0,0	0,0	0,0	3,6	1,1	3,5	1,1	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	3Т	2,5	1,5	1,3	1,0	0,9	0,1	0,1	0,1	0,1							
	Тобольская	110/35/10	1Т	25	10,9	4,1	6,9	2,5	3,5	2,0	1,8	1,1	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/35/10	2Т	25	11,6	4,5	6,6	2,4	8,0	4,1	4,4	2,3							

Наименование энергоблока	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование TAT(T)	S _{ном} МВА	зимний максимум 16-00 20.12.2017		зимний минимум 02-00 20.12.2017		летний максимум 10-00 21.06.2017		летний минимум 03-00 21.06.2017		Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт					
					P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		110/10	3Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9	1,8	2,0	0,9						
ТобЭР	Туртас	110/10	1Т	6,3	2,0	1,1	1,5	0,8	1,0	0,3	0,6	0,2			0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Уват	110/10	2Т	6,3	1,7	1,0	1,2	0,7	0,7	0,2	0,5	0,2			0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Ульяновская	110/6	1Т	10	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1			0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Ушарово	110/6	2Т	10	0,1	0,2	2,6	2,0	0,1	0,1	0,1	0,1			0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Чернаковская	110/35/10	1Т	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1			0,15	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Шестаково	110/35/10	2Т	10	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	1,3	1,2	1,0			0,03	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	Юровская	110/10	1Т	6,3	0,3	0,2	0,3	0,2	0,1	0,2	0,1	0,3			0,0	0,0	0,0	0,0
ТобЭР	УПСВ Варяг (новая)	110/10	1Т	2,5	0,5	0,2	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1			0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Алебашево	110/10	1Т	6,3	0,7	0,3	0,6	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3			0,22	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Антипино	110/10	2Т	6,3	0,9	0,4	0,8	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3			0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Бачун	110/10	1Т	6,3	0,6	0,3	0,6	0,3	0,2	0,1	0,2	0,1			0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Березняки	110/10	2Т	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			8,00	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Борки	110	1Т	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Боровое	110	2Т	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Бурдун	110/10	1Т	40	17,4	4,0	9,5	2,0	9,8	2,3	5,0	1,1			3,83	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Велижаны	110/10	2Т	40	11,4	2,4	5,9	1,2	6,9	1,5	3,7	0,8			5,73	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Винзили	110/10	1Т	25	4,7	1,7	2,7	1,0	3,9	1,2	1,7	0,5			0,02	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	25	4,6	1,9	3,3	1,4	2,6	1,0	1,5	0,6			0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	1Т	40	7,3	1,8	7,2	1,7	6,4	1,6	0,4	0,2			0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	40	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0	1,7	0,1	0,1			2,25	2,5	0,0	0,0
		110/10	1Т	40	0,2	0,1	0,2	0,1	1,6	0,5	0,7	0,2			0,54	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	40	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1			0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	1Т	6,3	2,1	0,8	1,8	0,6	0,4	0,2	0,3	0,1			0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	1Т	16	7,1	1,7	5,3	1,2	4,7	1,3	3,2	0,8			0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	16	4,5	1,0	3,2	0,7	6,6	1,8	5,2	1,4			0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	3Т	16	2,8	0,6	2,4	0,5	1,2	0,3	1,0	0,3			0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	1Т	40	15,3	4,1	8,5	2,1	11,4	2,9	6,2	1,5			3,04	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	40	11,9	3,1	6,5	1,6	7,9	2,0	3,8	0,9			0,0	0,0	0,0	0,0
		110/35/10	1Т	16	3,2	1,2	3,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0			1,95	0,0	0,0	0,0
		110/35/10	2Т	16	2,5	0,7	2,3	0,6	2,2	0,7	1,8	0,5			0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	1Т	16	6,5	3,7	4,9	2,8	4,5	2,5	3,2	1,8			7,73	2,0	0,0	0,0

Наименование электростанции	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	зимний максимум 16-00 20.12.2017			зимний минимум 02-00 20.12.2017			летний максимум 10-00 21.06.2017			летний минимум 03-00 21.06.2017			Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт					
					P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	2018	2019	2020	2021	2022	2023		
																					2018	2019
ТюмЭР	Каскара	110/10	2Т	2,5	0,8	0,5	0,7	0,5	0,2	0,2	0,1	0,2										
		110/10	1Т	16	4,4	1,7	3,5	1,3	3,3	1,3	2,5	1,0										
		110/10	2Т	16	5,7	2,2	4,9	1,8	3,6	1,4	2,8	1,1	0,74	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
ТюмЭР	Княжево	220/110/10	1АТ	125	56,7	12,5	46,6	17,6	34,9	9,4	32,8	7,5										
		220/110/10	2АТ	125	0,0	0,0	0,0	0,0	38,6	2,9	29,3	-0,2										
		110/10/10	3Т	40	7,1	0,3	7,1	0,7	0,1	0,1	0,1	0,2	3,30	0,0	15,18	0,0	0,0	0,0				
		110/10/10	4Т	40	0,1	0,2	0,1	0,2	7,1	0,2	7,2	0,2										
ТюмЭР	Комарово	110/10	1Т	40	4,8	1,1	3,7	0,8	0,9	0,3	0,8	0,2										
		110/10	2Т	40	2,3	0,5	1,6	0,4	1,5	0,4	1,0	0,3	22,88	4,9	0,0	0,0	0,0	0,0				
ТюмЭР	Коммунар	110/35/10	1Т	10	5,7	1,8	4,9	1,4	1,8	0,5	1,5	0,4										
		110/35/10	2Т	10	0,5	0,2	0,4	0,2	0,4	0,2	0,2	0,1	0,42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
ТюмЭР	КС-10	110/10	1Т	6,3	0,9	0,3	0,9	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3										
		110/10	2Т	6,3	0,8	0,3	0,8	0,3	0,6	0,2	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
ТюмЭР	КСК	110/10	1Т	25	5,5	2,0	2,4	0,9	8,5	3,3	4,9	1,8										
		110/10	2Т	20	4,8	2,2	3,3	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
ТюмЭР	Кулаково	110/10	1Т	16	1,9	0,4	1,6	0,3	2,8	0,7	2,7	0,7										
		110/10	2Т	16	6,6	1,6	6,7	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1,70	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0				
ТюмЭР	Кыштырла	110/6	1Т	10	0,7	0,4	0,6	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2										
		110/10	2Т	6,3	0,8	0,3	0,8	0,3	1,6	0,6	1,4	0,6	0,51	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
		110/10	3Т	16	2,4	1,0	2,3	0,9	1,7	0,7	1,4	0,6										
ТюмЭР	ЛПК	110/10	1Т	16	5,4	1,6	3,3	0,9	3,1	0,8	1,6	0,4										
		110/10	2Т	25	4,7	1,2	2,8	0,7	2,1	0,5	1,1	0,3	2,70	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
ТюмЭР	Матуши	110/10	1Т	6,3	0,6	0,2	0,5	0,2	0,6	0,2	0,5	0,2										
		110/10	2Т	2,5	1,0	0,5	0,8	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
ТюмЭР	Медик	110/10	1Т	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0										
		110/10	2Т	10	2,9	1,0	1,3	0,5	2,0	0,7	0,7	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
ТюмЭР	Междуреченская	110/10	1Т	6,3	0,9	0,4	0,8	0,3	0,3	0,1	0,2	0,1										
		110/6	1Т	10	1,3	0,6	0,3	0,1	5,1	2,5	3,0	1,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
ТюмЭР	Метелево	110/6	2Т	10	2,6	1,3	2,8	1,4	0,0	0,1	0,0	0,1	0,91	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
		110/35/10	1Т	16	4,1	2,0	3,7	1,8	2,0	1,0	1,9	0,9	1,05	0,0	2,63	0,0	0,0	0,0				
ТюмЭР	Мичурино	110/35/10	2Т	16	4,2	1,9	4,0	1,8	2,1	1,0	2,0	0,9										
		110/10	1Т	6,3	4,1	1,4	3,7	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,69	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				

Наименование электростанции	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Т)	Sном, МВА	зимний максимум 16-00 20.12.2017		зимний минимум 02-00 20.12.2017		летний максимум 10-00 21.06.2017		летний минимум 03-00 21.06.2017		Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт					
					Р, МВт	Q, Мвар	Р, МВт	Q, Мвар	Р, МВт	Q, Мвар	Р, МВт	Q, Мвар	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		110/10	2Т	6,3	2,6	0,9	2,0	0,7	2,2	0,7	1,7	0,6						
ТюмЭР	Монтажная	110/10	1Т	16	1,1	0,5	1,0	0,4	1,3	0,6	1,1	0,5	0,43	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Моторный завод	110/10	2Т	16	4,4	1,8	3,5	1,4	1,7	0,8	1,4	0,6						
ТюмЭР	Мурманская	110/10	1Т	31,5	2,9	1,4	2,5	1,3	3,8	1,7	10,7	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Новотехническая	110/10	2Т	32	2,6	1,0	2,2	0,9	1,8	0,7	1,0	0,5	7,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Нижняя Тавда	110/10	1Т	40	10,5	3,6	10,5	3,6	9,9	3,4	5,1	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Нариманово	110/10	2Т	40	9,3	3,3	9,3	3,3	10,0	3,6	4,7	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Ожогин	110/10	1Т	40	13,8	3,0	6,5	1,3	7,1	1,6	4,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Ожогин	110/35/10	1Т	16	5,8	3,2	5,1	2,7	2,0	1,1	1,6	0,9	0,76	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Ожогин	110/35/10	2Т	16	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,9	1,2	0,7	0,61	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Ожогин	110/10	1Т	6,3	5,6	2,1	5,5	2,0	0,7	0,2	0,6	0,2	17,64	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Ожогин	110/10	3Т	40	8,0	1,7	5,7	1,2	4,2	1,0	2,5	0,6						
ТюмЭР	Ожогин	110/10	4Т	40	8,1	1,7	6,6	1,4	3,1	0,7	1,8	0,4						
ТюмЭР	Онохино	110/10	1Т	10	3,2	1,5	2,0	1,0	0,8	0,4	1,2	0,6	0,93	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Онохино	110/10	2Т	10	3,4	1,6	4,0	1,9	3,8	1,8	1,2	0,6						
ТюмЭР	Перевалово	110/10	1Т	16	6,8	2,1	5,4	1,6	2,0	0,6	1,7	0,5	9,41	0,03	0,0	0,0	0,02	0,0
ТюмЭР	Перевалово	110/10	2Т	16	5,7	1,7	4,9	1,5	2,7	0,8	2,1	0,6						
ТюмЭР	Покровка	110/10	1Т	6,3	0,3	0,1	0,2	0,1	0,3	0,2	0,2	0,1	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Приозерная	110/10	2Т	6,3	1,0	0,4	0,9	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1						
ТюмЭР	Промбаза	110/10	1Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Промбаза	110/10	2Т	25	4,0	1,0	4,4	1,1	3,3	1,1	4,6	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Причал (новая)	110/10	1Т	40	7,6	2,8	4,4	1,7	3,7	1,7	2,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Причал (новая)	110/10	2Т	40	6,0	2,1	3,4	1,2	7,3	3,1	3,7	1,5	14,64	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	ПС Губернская	110	1Т	40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
ТюмЭР	Пышминская	110	2Т	40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
ТюмЭР	Пышминская	220	1Т	63	24,0	8,4	21,9	7,2	17,0	5,9	14,2	4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Пышминская	220	2Т	63	18,0	4,4	18,9	5,1	19,2	6,9	18,2	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Пышминская	110/10	1Т	16	5,4	1,6	4,2	1,2	2,0	0,7	1,3	0,5	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Пышминская	110/10	2Т	16	2,8	0,8	1,9	0,6	1,5	0,5	0,9	0,3						

Наименование электростанции	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Т)	Sном, МВА	зимний максимум 16-00 20.12.2017		зимний минимум 02-00 20.12.2017		летний максимум 10-00 21.06.2017		летний минимум 03-00 21.06.2017		Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт					
					P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ТюмЭР	Разбахта	110/10	2Т	6,3	3,0	1,4	2,3	1,1	1,7	0,8	1,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Рафайлово	110/10	1Т	40	15,5	2,9	15,2	2,9	0,9	0,2	0,9	0,2	0,11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Ремдормаш	110/10	1Т	6,3	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Рошино	110/10	1Т	25	2,5	1,1	2,8	1,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Северная	110/10	1Т	25	3,8	1,7	4,0	1,8	2,5	1,2	3,2	1,6	2,80	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Сибжилстрой	110/10	1Т	25	10,9	3,4	8,2	2,5	3,7	1,7	2,5	1,1	6,14	2,50	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Слобода-Бешкиль	110/10	1Т	6,3	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Созоново	110/10	1Т	6,3	1,5	0,5	1,1	0,4	0,8	0,3	0,8	0,3	0,12	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Солобоево	110/10	1Т	2,5	0,4	0,1	0,4	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0	0,14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Суходольская	110/10	2Т	40	8,8	1,9	4,0	0,8	6,6	1,4	3,5	0,7	1,77	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	ТММЗ	220	1Т	63	13,6	3,2	11,8	3,2	13,6	3,2	11,8	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Тараскуль	110/10	1Т	25	8,9	2,4	6,3	1,6	8,8	2,8	5,1	1,6	1,53	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Тарманы	110/10	2Т	25	15,1	4,5	11,3	3,2	8,4	2,7	4,6	1,4	1,14	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Тополя	110/10	1Т	40	2,4	0,5	2,4	0,5	2,1	0,9	2,1	0,9	0,25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ТюмЭР	Торгили	110/10	3Т	40	17,7	3,5	17,8	3,5	9,8	4,1	10,3	4,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование энергоячейки	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном МВА	зимний максимум 16-00 20.12.2017		зимний минимум 02-00 20.12.2017		летний максимум 10-00 21.06.2017		летний минимум 03-00 21.06.2017		Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт					
					P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ТюмЭР	Турунская	110/10	1Т	10	3,2	1,3	2,2	0,9	0,7	0,4	0,5	0,3	0,14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	10	0,7	0,3	0,4	0,2	0,4	0,2	0,2	0,2						
ТюмЭР	Тюмень	500/230/10.8	1АТГ	501	30,0	-23,3	-2,8	3,2	-6,2	16,3	54,2	26,7						
		500/230/10.8	2АТГ	501	29,7	-24,0	-2,7	2,6	-6,1	15,6	54,3	25,6						
		220/110	3АТ	125	14,2	-2,4	-5,9	1,4	13,6	4,6	9,1	2,6	1,50	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		220/110	4АТ	125	14,4	-2,4	-5,9	1,4	13,9	4,6	8,1	2,6						
ТюмЭР	Усть-Тавда	110/10	1Т	6,3	0,4	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	0,3	0,02	0,61	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	2,5	0,9	1,1	0,8	1,1	0,3	0,2	0,2	0,2						
ТюмЭР	Утяшево	110/10	1Т	10	6,1	2,0	5,5	1,7	4,6	1,4	3,0	0,9	0,38	0,0	0,0	0,80	0,0	0,0
		110/10	2Т	10	7,5	2,4	7,0	2,3	5,9	1,8	4,8	1,4						
ТюмЭР	Химфарм	110/10	1Т	6,3	0,7	0,3	0,8	0,3	1,4	0,6	1,2	0,5	5,80	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	6,3	1,0	0,4	0,9	0,4	1,4	0,6	1,5	0,6						
ТюмЭР	Центральная	110/10	1Т	63	15,7	3,7	8,5	2,0	11,6	3,0	5,0	1,3	1,28	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	63	10,1	2,4	5,2	1,3	9,9	2,5	4,4	1,2						
ТюмЭР	Червишево (по данным зимнего КЗ 21.12.2016 загрузка ПС 110 кВ Червишево составила 9,5 МВт/3,3 МВар)	110/10	1Т	6,3	4,4	1,5	2,2	0,7	2,1	0,7	1,6	0,5	0,56	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	6,3	2,9	0,9	2,7	0,8	1,8	0,6	1,6	0,5						
ТюмЭР	Чермет	110/10	1Т	16	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,7	1,6	0,5	3,79	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	16	6,8	1,9	6,5	1,9	1,4	0,4	1,2	0,3						
ТюмЭР	Чикча	110/10	1Т	10	8,2	2,6	7,7	2,4	2,0	0,5	1,7	0,4	3,97	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	16	2,2	0,6	2,1	0,5	0,6	0,2	0,5	0,1						
ТюмЭР	Чугунаево	110/10	1Т	6,3	1,6	0,6	1,4	0,5	0,6	0,2	2,7	1,0	0,56	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	6,3	1,0	0,4	0,9	0,4	0,5	0,3	0,5	0,2						
ТюмЭР	Широтная	110/10	1Т	40	8,4	2,8	5,5	1,8	2,6	0,9	1,6	0,6	19,95	14,39	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	40	7,5	2,5	3,6	1,2	3,1	1,0	1,8	0,6						
ТюмЭР	Шорохово	110/10	1Т	6,3	1,2	0,4	1,0	0,3	1,6	0,5	1,1	0,4	0,11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	6,3	1,3	0,4	1,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0						
ТюмЭР	Щербакловская	110/10	1Т	16	7,0	2,9	4,2	1,7	5,7	2,2	2,9	1,1	0,05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование электростанции	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование T/AT(Г)	Sном, МВА	зимний максимум 16-00 20.12.2017		зимний минимум 02-00 20.12.2017		летний максимум 10-00 21.06.2017		летний минимум 03-00 21.06.2017		Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт						
					P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
		110/10	2Т	16	4,2	1,7	2,8	1,1	4,2	1,6	2,9	1,1							
ТюмЭР	Ярково	110/35/10	1Т	6,3	3,8	1,5	3,1	1,2	1,7	0,6	1,4	0,5			0,0	0,0	0,0	0,0	
		110/35/10	2Т	6,3	7,3	3,2	6,7	2,8	2,2	0,7	1,6	0,5	0,47	0,18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Армизон	110/35/10	1Т	10	4,9	2,0	4,3	1,7	2,3	1,0	1,9	0,8	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/35/10	2Т	10	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Атьялово	110/10	Т-1	6,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Беркут-Т	110/10/10	1Т	25	1,0	0,3	0,7	0,2	3,4	0,6	1,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10/10	2Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Беркут СН	110/10	1Т	2,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Богандинка	110/10/10	1Т	25	0,6	0,3	1,1	0,3	3,3	0,8	2,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10/10	2Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Боровинка	110/10	1Т	6,3	0,6	0,2	0,5	0,2	0,5	0,2	0,4	0,2	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Бригадная	110/10/10	1Т	25	1,0	0,3	0,8	0,2	0,7	0,2	0,9	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10/10	2Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Буньково	110/35/10	Т-2	6,3	1,0	0,5	0,8	0,4	2,6	1,3	1,8	1,0	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Вагай	110/10	1Т	6,3	0,4	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	6,3	1,0	0,4	0,7	0,3	0,6	0,3	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Горюново	110/10	1Т	6,3	1,0	0,5	0,8	0,4	0,5	0,3	0,4	0,2	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	6,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Декабристов	110/10/10	1Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10/10	2Т	25	1,1	0,3	0,7	0,2	3,0	0,6	1,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Дроново	110/10	1Т	2,5	0,5	0,1	0,5	0,2	0,1	0,0	0,1	0,0	0,77	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	2Т	2,5	1,3	0,4	1,2	0,3	0,6	0,2	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Емуртла	110/35/10	1Т	10	0,7	0,3	0,4	0,2	0,3	0,2	0,2	0,1	0,62	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/35/10	2Т	10	3,0	1,1	2,3	0,9	1,0	0,4	0,8	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		220/110/10	1АТ	63	30,0	5,8	27,1	3,4	17,2	2,3	13,5	0,8							
		220/110/10	2АТ	63	29,7	5,5	26,1	3,0	17,0	2,0	13,3	0,6							
ЮжнЭР	Заводоуковск	110/35/10	3Т	25	9,7	3,1	6,7	2,6	4,3	2,3	2,8	2,1	6,70	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/35/10	5Т	15	6,1	2,0	4,4	1,7	2,9	1,6	1,7	1,4							
		110/35/10	4Т	25	10,0	4,0	8,2	3,7	2,2	1,4	1,2	1,3							

Наименование электростанции	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Т)	Sном, МВА	зимний максимум 16-00 20.12.2017		зимний минимум 02-00 20.12.2017		летний максимум 10-00 21.06.2017		летний минимум 03-00 21.06.2017		Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт						
					P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
ЮжнЭР	Зиново	110/10	1Т	6,3	1,1	0,4	0,9	0,3	0,5	0,2	0,4	0,2	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
					0,7	0,3	0,5	0,2	0,3	0,1	0,2	0,1							
ЮжнЭР	Зоново	110/10	1Т	7,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
					1,8	0,9	1,4	0,7	1,0	0,5	0,6	0,3							
ЮжнЭР	Ингалинка	110/35/10	1Т	6,3	1,1	0,4	0,8	0,3	0,4	0,2	0,4	0,2	0,08	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Калмак	110/10	Т-1	6,3	0,3	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Киево	110/10	1Т	6,3	1,1	0,4	1,0	0,4	0,5	0,2	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Киево	110/10	2Т	6,3	1,1	0,4	0,9	0,4	0,5	0,2	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Колесниково	110/10	1Т	6,3	0,2	0,1	0,2	0,1	0,4	0,1	0,2	0,1	0,07	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Колесниково	110/10	2Т	6,3	0,7	0,2	0,7	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Кошевая	110/10/10	1Т	25	2,6	0,6	2,5	0,6	2,2	0,5	2,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Кошевая	110/10/10	2Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Красный Яр	110/35/10	1Т	6,3	1,3	0,5	1,1	0,4	3,1	1,5	1,4	0,7	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Красный Яр	110/35/10	2Т	6,3	0,9	0,3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,6	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Криволукская	110/10/10	1Т	25	1,5	0,3	0,4	0,2	4,7	0,9	2,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Криволукская	110/10/10	2Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	КС-11	110/10/10	1Т	63	13,5	2,8	13,3	2,8	25,1	5,5	25,2	5,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	КС-11	110/10/10	2Т	63	39,2	8,5	38,5	8,3	24,4	5,4	24,7	5,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Н-Заимка	110/10	1Т	6,3	2,0	0,7	1,7	0,6	0,9	0,3	0,9	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Н-Заимка	110/10	2Т	10	2,8	0,9	2,6	0,8	1,7	0,6	1,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Озерки	110/10	Т-2	6,3	0,3	0,2	0,3	0,2	0,6	0,3	0,4	0,2	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Ольховка	110/10/10	1Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Ольховка	110/10/10	2Т	25	2,6	0,7	2,0	0,6	1,7	0,5	1,4	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Омутинка	110/35/10	1Т	25	6,1	4,1	4,7	3,0	0,1	0,5	0,1	0,5	0,59	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Омутинка	110/35/10	2Т	25	0,0	0,2	0,0	0,2	3,6	1,6	2,2	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Орлово	110/10	Т-1	6,3	0,5	0,3	0,4	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Петелино	110/10	Т-2	6,3	1,4	0,7	1,1	0,5	0,7	0,3	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Плетнево	110/35/10	Т-1	6,3	0,7	0,3	0,6	0,3	0,3	0,2	0,3	0,1	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Плетнево	110/35/10	Т-2	6,3	0,3	0,1	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Полевая	110/10	1Т	10	0,8	0,5	0,8	0,5	1,0	0,6	0,8	0,5	1,05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Полевая	110/10	2Т	10	1,5	0,9	0,8	0,5	2,1	1,2	0,7	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Пятково	110/10	Т-1	6,3	1,5	0,5	1,5	0,5	0,7	0,2	0,6	0,2	0,03	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование электростанции	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	зимний максимум 16-00 20.12.2017		зимний минимум 02-00 20.12.2017		летний максимум 10-00 21.06.2017		летний минимум 03-00 21.06.2017		Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт					
					P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ЮжнЭР	Раздолье	110/10	1Т	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ЮжнЭР	Садовая	110/10/10	2Т	2,5	0,2	0,1	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
ЮжнЭР	Сельмаш	110/10/10	1Т	25	1,1	0,3	1,1	0,3	0,8	0,2	1,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Ст.Кавдык	110/10	Т-1	10	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Томилово	110/10/10	Т-1	6,3	1,0	0,5	0,7	0,4	0,5	0,3	0,4	0,2	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Тютрино	110/10/10	Т-2	25	4,3	1,7	3,1	1,3	3,4	1,4	3,2	1,3	0,77	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Уково	110/10	Т-1	2,5	1,4	0,7	1,2	0,6	0,9	0,5	0,6	0,2	0,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Упорово	110/10/10	1Т	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Шипаково	110/35/10	1Т	10	5,4	2,5	4,6	2,1	0,9	0,4	0,5	0,2	0,63	0,96	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Юрга	110/10	Т-1	6,3	0,3	0,1	0,3	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Ялуторовск	110/35/10	1Т	10	2,2	0,7	1,7	0,6	1,6	0,6	1,2	0,4	0,95	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Ялуторовск	110/10	2Т	10	3,1	1,1	2,4	0,8	1,2	0,4	0,9	0,3	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Ялуторовск	110/10	1Т	20	5,2	2,0	3,1	1,3	4,0	1,5	2,0	0,9	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЮжнЭР	Ялуторовск	110/10	2Т	16	10,6	3,9	6,8	2,3	6,1	2,1	3,9	1,3	0,06	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Анализ текущей и перспективной загрузки трансформаторного оборудования показал, что при отключении (аварийное отключение или вывод в ремонт) наиболее мощного трансформатора, нагрузка оставшегося в работе трансформатора на ряде центров питания превышает 105% от номинального значения. Для нижеперечисленных центров питания анализ существующей схемы сети 6 – 10 – 35 кВ показал, что разгрузить перегружаемое трансформаторное оборудование мероприятиями по переводу нагрузки на смежные центры питания 6 – 10 – 35 – 110 кВ невозможно, а именно:

Ишимский энергорайон:

- ПС 110 кВ Абатск;

Тюменский энергорайон:

- ПС 110 кВ Ярково;
- ПС 110 кВ Утяшево;
- ПС 110 кВ Химфарм;
- ПС 110 кВ Червишево;
- ПС 110 кВ Тополя.

ПС 110 кВ Утяшево

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Утяшево составляет 2х10 МВА. При этом загрузка рассматриваемой ПС 110 кВ по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера 2017г. составила 14,3 МВА (72 А по стороне 110 кВ) (см. таблицу 22). При аварийном отключении (выводе в ремонт) 1(2)Т ПС 110 кВ Утяшево токовая загрузка оставшегося в работе 2(1)Т ПС 110 кВ Утяшево составит 144% от Ином.

Согласно данным АО «Тюменьэнерго» суммарная максимальная мощность исполненных договоров об осуществлении технологического присоединения от ПС 110 кВ Утяшево в 2017г (со сроком набора нагрузки до 2019 года) составила 5,09 МВт. С учетом коэффициента совмещения / вероятности попадания в максимум ПС расчетный прирост к 2019 году составит порядка 3,5 МВт. Расчетная нагрузка ПС 110 кВ Утяшево к 2019 году составит 16,9 МВА (85 А по стороне 110 кВ).

При аварийном отключении (выводе в ремонт) 1(2)Т ПС 110 кВ Утяшево токовая загрузка оставшегося в работе 2(1)Т ПС 110 кВ Утяшево составит 170% от Ином.

Строительство ПС 110/10 кВ Молодежная с ВЛ 110 кВ в районе п. Московский и д. Падерина Тюменского района позволит осуществить перевод в ПАР на данную ПС нагрузку с ПС 110/10 кВ Утяшево по ВЛ-10 кВ ф. РП-ОПХ в объеме ~ 2 МВА.

Учитывая вышесказанное, для снижения токовой загрузки 1(2)Т ПС 110 кВ Утяшево при аварийном отключении (выводе в ремонт) 2(1)Т ПС 110 кВ Утяшево рекомендуется выполнить замену силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Утяшево на 2х25 МВА (мощность устанавливаемых трансформаторов необходимо уточнить при проектировании).

Дополнительно, согласно данным АО «Тюменьэнерго» в настоящее время заключены договора об осуществлении тех. присоединения от ПС 110 кВ Утяшево общей мощностью 1,63 МВт, с учетом коэффициента совмещения / вероятности попадания в максимум ПС расчетный прирост к 2020 году составит порядка 0,74 МВА.

ПС 110 кВ Абатск

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Абатск составляет 1х6,3 и 1х10 МВА. Максимальная нагрузка рассматриваемой ПС 110 кВ была зафиксирована в день контрольного замера 2016 года и составила 7,7 МВА (39 А по стороне 110 кВ) (см. таблицу 22). При аварийном отключении 1Т (10 МВА) ПС 110 кВ Абатск нагрузка оставшегося в работе 2Т составит 122% от Ином.

Учитывая отсутствие возможности перевода нагрузки ПС 110 кВ Абатск на другие центры питания по сетям 10 кВ для снижения токовой нагрузки 2Т ПС 110 кВ Абатск при отключении 1Т ПС 110 кВ Абатск, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Абатск с заменой трансформатора 2Т 6,3 МВА на 10 МВА.

ПС 110 кВ Ярково

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Ярково составляет 2х6,3 МВА. При этом нагрузка рассматриваемой ПС 110 кВ по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера 2016 года составила 12,6 МВА (63 А по стороне 110 кВ), по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера 2017 года составила 12,1 МВА (61 А по стороне 110 кВ) (см. таблицу 22).

При аварийном отключении (выводе в ремонт) 1(2)Т ПС 110 кВ Ярково токовая нагрузка оставшегося в работе 2(1)Т ПС 110 кВ Ярково составит 197% от Ином.

Учитывая отсутствие возможности перевода нагрузки ПС 110 кВ Ярково на другие центры питания по сетям 35-10 кВ для снижения токовой нагрузки 1(2)Т ПС 110 кВ Абатск при отключении 2(1)Т ПС 110 кВ Абатск, рекомендуется замена трансформаторов мощностью 2х6,3 МВА на трансформаторы 2х16 МВА.

ПС 110 кВ Химфарм

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Химфарм составляет 2х6,3 МВА. При этом нагрузка рассматриваемой ПС 110 кВ по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера 2016 года составила 2,4 МВА (12 А по стороне 110 кВ), в день контрольного замера 2017 года составила 1,84 МВА (см. таблицу 22).

Согласно данным АО «Тюменьэнерго» суммарная мощность заявляемых к присоединению энергопринимающих устройств в рамках заключенных договоров технологического присоединения к ПС 110 кВ Химфарм составляет 7,3 МВт в 2018 – 2019 гг. С учетом коэффициента

совмещения / вероятности попадания в максимум ПС расчетный прирост с 2018 года по ПС 110 кВ Химфарм составит порядка 4,69 МВА.

С учетом указанной заявляемой мощности расчетная максимальная потребляемая мощность ПС 110 кВ Химфарм с 2018 года может составить 7,1 МВА (36 А по стороне 110 кВ). При аварийном отключении (выводе в ремонт) 1(2)Т ПС 110 кВ Химфарм токовая загрузка оставшегося в работе 2(1)Т ПС 110 кВ Химфарм может составить 112% от Ином.

Учитывая отсутствие возможности переноса нагрузки ПС 110 кВ Химфарм на другие центры питания по сетям 10 кВ для снижения токовой загрузки 1(2)Т ПС 110 кВ Химфарм при отключении 2(1)Т ПС 110 кВ Химфарм, одним из вариантов развития электрической сети в целях обеспечения технологического присоединения потребителей в объеме, соответствующем информации АО «Тюменьэнерго», может стать реконструкция ПС 110 кВ Химфарм с заменой трансформаторов 6,3 МВА на 10 МВА.

Необходимость реализации приведенных мероприятий, обусловленных возможной реализацией технологического присоединения новых потребителей, итоговые технические решения и сроки их реализации подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утверждёнными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения и пр. для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

ПС 110 кВ Червишево

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Червишево составляет 2х6,3 МВА. Максимальная загрузка рассматриваемой ПС 110 кВ была зафиксирована по данным зимнего контрольного замера 2016 года и составила 10 МВА (50 А по стороне 110 кВ) (см. таблицу 22). При аварийном отключении 1(2)Т ПС 110 кВ Червишево токовая загрузка оставшегося в работе 2(1)Т ПС 110 кВ Червишево составит 156% от Ином.

Учитывая отсутствие возможности перевода нагрузки ПС 110 кВ Червишево на другие центры питания по сетям 10 кВ для снижения токовой загрузки 1(2)Т ПС 110 кВ Червишево при отключении 2(1)Т ПС 110 кВ Червишево, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Червишево с заменой трансформаторов 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 16 МВА.

ПС 110 кВ Тополя

Установленная мощность трансформаторов на ПС 110 кВ Тополя составляет 1х2,5 и 1х6,3 МВА. При этом нагрузка рассматриваемой ПС 110 кВ по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера 2017 года составила 5,5 МВА (28 А по стороне 110 кВ) (см. таблицу 22). При аварийном отключении 1Т (6,3 МВА) ПС 110 кВ Тополя токовая нагрузка оставшегося в работе 2Т (2,5 МВА) ПС 110 кВ Тополя составит 215% от Ином.

Собственником ПС 110 кВ Тополя является ПАО «Газпромнефть Тюмень», выполнение реконструкции ПС 110 кВ Тополя со стороны собственника не представляется возможным.

Учитывая, что основным потребителем ПС 110 кВ Тополя является коммунально-бытовая нагрузка, а также в целях ликвидации недопустимых токовых нагрузок трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тополя рекомендуется строительство ПС 110 кВ Молодежная в районе п. Московский с присоединением посредством шлейфового захода ВЛ 110 кВ Ожогоино – Перевалово.

2.10 Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу по анализу текущего состояния электросетевого оборудования и схемы электроснабжения

В настоящем разделе рекомендованы к реализации мероприятия, выявленные по результатам анализа текущего состояния электросетевого оборудования и схемы электроснабжения.

2.10.1 Тобольский энергорайон

ПС 110 кВ Тобольская

На ПС 110 кВ Тобольская установлены два трехфазных трехобмоточных трансформатора (1Т и 2Т) ТДТН-25000/110/35/10 (1970 года ввода в эксплуатацию) мощностью 25 МВА каждый и один трехфазный двухобмоточный с расщепленной обмоткой низкого напряжения (3Т) ТРДН-25000/110/10 (1999 года ввода в эксплуатацию) мощностью 25 МВА. Нормативный срок эксплуатации оборудования составляет 25 лет. Срок эксплуатации 1Т и 2Т превышает нормативный срок на 22 года. В соответствии с Актом технического обследования оборудования от 04.08.2016 № 1-Р выявлены дефекты силовых трансформаторов, выключателей баковых 35 и 110 кВ, разъединителей 35 и 110 кВ типа РНДЗ-35 и РНДЗ-110 (у существующего оборудования также превышен нормативный срок эксплуатации), а также системы водоотведения и строительных конструкций подстанции (порталы 35, 110 кВ, молниеотводы ОРУ-35, ОРУ-110 кВ).

Учитывая вышеизложенное, рекомендуется к реализации мероприятие по реконструкции ПС 110 кВ Тобольская с заменой существующих трансформаторов 1Т и 2Т на новые. При этом, с целью приведения схемы подстанции к типовой (3Т был установлен в 1999 году

и используется в ремонтных и послеаварийных схемах при отключении 1(2)Т для исключения ограничений потребителей) и исключения ограничения потребителей мощность вновь устанавливаемых трансформаторов 1Т и 2Т рекомендуется принять 40 МВА (максимальная нагрузка зафиксирована по данным зимнего контрольного замера 2016 года – 28,2 МВА) и предусмотреть демонтаж 3Т.

2.10.2 Тюменский энергорайон

Комплексная реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь и ВЛ 110 кВ Ожогоино – Новотехническая (Мурманская) I, II цепь. Сооружение КЛ 110 кВ Мурманская – Центральная

Срок эксплуатации тупиковой двухцепной ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь составляет 55 лет, а срок эксплуатации двухцепной ВЛ 110 кВ Ожогоино – Новотехническая (Мурманская) I, II цепь – 44 года при нормативном сроке эксплуатации 35 лет. Сроки эксплуатации превышены на 20 и 9 лет соответственно.

В связи с превышением срока эксплуатации в настоящее время выявлены значительные дефекты ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь и ВЛ 110 кВ Ожогоино – Новотехническая (Мурманская) I, II цепь, связанные с коррозией металла опор, грозотроса, проводов, повреждениями фундамента, о чем свидетельствует Акт технического состояния № 01/01 от 10.01.2017 г. По результатам осмотра требуется комплексная реконструкция данных ВЛ 110 кВ.

К ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь подключены ПС 110 кВ Центральная и ПС 110 кВ Загородная, осуществляющие электроснабжение основной части потребителей города Тюмени.

Выполнить реконструкцию данной ВЛ 110 кВ путем перевода нагрузки ПС 110 кВ Центральная и Загородная (около 50 МВт) невозможно, существующие распределительные сети 10 кВ не позволяют выполнить данный перевод в полном объеме (обеспечивается резервное электроснабжение потребителей в центре г. Тюмени с нагрузкой не более 10 – 15 МВт (20 – 30%)).

В связи с высокими рисками повреждения данной двухцепной ВЛ 110 кВ из-за неудовлетворительного состояния и, как следствие, потерь электроснабжения части потребителей города Тюмени необходимо выполнить организацию двухстороннего питания ПС 110 кВ Центральная и Загородная путем строительства КЛ 110 кВ Мурманская – Центральная протяженностью 3,5 км.

Строительство КЛ 110 кВ Мурманская – Центральная позволит запитать потребителей ПС 110 кВ Центральная и Загородная от ПС 220 кВ Ожогоино и выполнить комплексную реконструкцию ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь.

2.10.3 Южный энергорайон

ПС 110 кВ Озерки

На ПС 110 кВ Озерки установлен один трансформатор мощностью 6,3 МВА. От ПС 110 кВ Озерки запитаны населенные пункты с большим количеством индивидуальных жилых домов, отнесенных к третьей категории надежности электроснабжения. Также, от ПС 110 кВ Озерки осуществляется электроснабжение социально-важных объектов населенных пунктов (детские сады, школы, больницы, котельные, водозаборы). Согласно требованиям «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ-7) для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания, при условии, что перерывы в электроснабжении, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток. Минимальный срок ремонта или замены силового трансформатора на ПС 110 кВ Озерки в случае повреждения составит от трех до четырех недель. При этом перерыв в электроснабжении свыше 24 часов для коммунально-бытовых потребителей является недопустимым.

От ПС 110 кВ Озерки не обеспечивается требуемая надежность электроснабжения коммунально-бытовых потребителей III категории. В рассматриваемом случае это связано с большим количеством потребителей и отсутствием возможности резервирования их электроснабжения по распределительной сети 10 кВ от соседних ПС 110 кВ.

Более того, в соответствии с Актом технического обследования оборудования № 1 от 14.07.2016 выявлены дефекты разъединителей 110 кВ, ОД-КЗ 110 кВ, КРУ-10 кВ (у существующего оборудования также превышен нормативный срок эксплуатации).

Учитывая вышесказанное, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Озерки с установкой 2Т. Мощность устанавливаемого трансформатора рекомендуется принять идентичной мощности существующего трансформатора – 6,3 МВА с уточнением при проектировании.

ПС 110 кВ Упорово

На ПС 110 кВ Упорово установлен один трансформатор мощностью 10 МВА. От ПС 110 кВ Упорово запитаны населенные пункты с большим количеством индивидуальных жилых домов, отнесенных к третьей категории надежности электроснабжения. Также от ПС 110 кВ Упорово осуществляется электроснабжение социально-важных объектов населенных пунктов (детские сады, школы, больницы, котельные, водозаборы). Согласно требованиям «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ-7) для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания, при условии, что перерывы в электроснабжении, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток. Минимальный срок ремонта или замены

силового трансформатора на ПС 110 кВ Упорово в случае повреждения составит от трех до четырех недель. При этом перерыв в электроснабжении свыше 24 часов для коммунально-бытовых потребителей является недопустимым.

От ПС 110 кВ Упорово не обеспечивается требуемая надежность электроснабжения коммунально-бытовых потребителей III категории. В рассматриваемом случае это связано с большим количеством потребителей и отсутствием возможности резервирования их электроснабжения по распределительной сети 10 кВ от соседних ПС 110 кВ.

Более того, в соответствии с Актом технического обследования оборудования № 10 от 14.07.2016 выявлены дефекты выключателей 35 кВ, фундаментов (у существующего оборудования также превышен нормативный срок эксплуатации).

Учитывая вышесказанное, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Упорово с установкой 2Т. Мощность устанавливаемого трансформатора рекомендуется принять идентичной мощности существующего трансформатора – 10 МВА с уточнением при проектировании.

ПС 110 кВ Буньково

На ПС 110 кВ Буньково установлен один трансформатор мощностью 6,3 МВА. От ПС 110 кВ Буньково запитаны населенные пункты с большим количеством индивидуальных жилых домов, отнесенных к третьей категории надежности электроснабжения. Также, от ПС 110 кВ Буньково осуществляется электроснабжение социально-важных объектов населенных пунктов (детские сады, школы, больницы, котельные, водозаборы). Согласно требованиям «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ-7) для электроприемников III категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания, при условии, что перерывы в электроснабжении, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают одних суток. Минимальный срок ремонта или замены силового трансформатора на ПС 110 кВ Буньково в случае повреждения составит от трех до четырех недель. При этом перерыв в электроснабжении свыше 24 часов для коммунально-бытовых потребителей является недопустимым.

От ПС 110 кВ Буньково не обеспечивается требуемая надежность электроснабжения коммунально-бытовых потребителей III категории. В рассматриваемом случае это связано с большим количеством потребителей и отсутствием возможности резервирования их электроснабжения по распределительной сети 10 кВ от соседних ПС 110 кВ.

Более того, в соответствии с Актом технического обследования оборудования № 7 от 14.07.2016 выявлены дефекты разъединителей 110 кВ, ОД-КЗ 110 кВ, выключателей 110 кВ, ТН 110 кВ (у существующего оборудования также превышен нормативный срок эксплуатации).

Учитывая вышесказанное, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Буньково с установкой 2Т. Мощность устанавливаемого трансформатора рекомендуется принять идентичной мощности существующего трансформатора – 6,3 МВА с уточнением при проектировании.

ПС 110 кВ Ялуторовск

На ПС 110 кВ Ялуторовск необходима замена трансформатора 1Т 20 МВА (1941 года выпуска). Нормативный срок эксплуатации оборудования составляет 25 лет. Срок эксплуатации превышает нормативный срок на 51 год. В соответствии с Актом технического обследования оборудования № 5 от 14.07.2016 выявлены дефекты силового трансформатора, ОПН 110 кВ, выключателей 110 кВ (у существующего оборудования также превышен нормативный срок эксплуатации). Учитывая вышеизложенное, рекомендуется к реализации мероприятие по реконструкции ПС 110 кВ Ялуторовск с заменой существующего трансформатора 1х20 МВА на новый. При этом мощность вновь устанавливаемого трансформатора рекомендуется принять 25 МВА с уточнением при проектировании.

ПС 110 кВ Тютрино

На ПС 110 кВ Тютрино установлен один трансформатор мощностью 2,5 МВА (без РПН). Существующий трансформатор на ПС 110 кВ Тютрино ТАМГ-2500/110 (1х2,5 МВА) был введен в работу в 1975 году. Нормативный срок эксплуатации оборудования составляет 25 лет. Срок эксплуатации превышает нормативный срок на 17 лет. На трансформаторе отсутствует РПН, при этом ПБВ в 1-м положении не имеет необходимого диапазона регулирования (напряжение по сети 10 кВ составляет порядка 10,8 – 11,0 кВ). Выполнение переключения положений ПБВ осуществляется с отключением трансформатора. В соответствии с Актом технического обследования оборудования № 8 от 14.07.2016 выявлены дефекты силового трансформатора, разъединителей 110 кВ (у существующего оборудования также превышен нормативный срок эксплуатации).

Учитывая вышесказанное, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Тютрино с заменой трансформатора 1х2,5 МВА. Мощность вновь устанавливаемого трансформатора уточнить при проектировании.

ВЛ 110 кВ Торгили – Нижняя Тавда

Электроснабжение Нижнетавдинского района производится по ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда и ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с отпайкой на ПС Черепаново (нормально отключена со стороны ПС 110 кВ Нижняя Тавда). При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда происходит нарушение электроснабжения потребителей Нижнетавдинского района. В режиме зимнего максимума аварийное отключение ВЛ 110 кВ Велижаны – Нижняя Тавда, с учетом включения со стороны ПС 110 кВ Нижняя Тавда ВЛ 35 кВ Велижаны – Нижняя Тавда с

отпайкой на ПС Черепаново, приводит к недопустимому снижению напряжения в сети 35 кВ рассматриваемого энергорайона. Для обеспечения соответствующей категории надежности электроснабжения потребителей (II категория), запитанных от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Нижняя Тавда, рекомендуется сооружение ВЛ 110 кВ Торгили – Нижняя Тавда.

ПС 110/10 кВ Сумкино

ПС 110/10кВ Сумкино введена в эксплуатацию в 1976г. Установленная мощность трансформаторов на ПС 110/10кВ Сумкино составляет 1х6,3 МВА и 1х10 МВА.

Нормативный срок эксплуатации оборудования составляет 25 лет. Срок эксплуатации превышает нормативный срок на 17 лет. В соответствии с Актом технического обследования оборудования № 13-Р от 06.03.2018 выявлены дефекты 1Т (6,3 МВА), трансформатора собственных нужд, разъединителей 110 кВ, выключателей 110 кВ, порталов ОРУ 110 кВ.

Учитывая вышесказанное рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110/10кВ Сумкино с заменой силового трансформатора 1Т (6,3 МВА). Учитывая, что загрузка ПС 110 кВ Сумкино по данным зимнего максимума нагрузок в день контрольного замера 2017 года составила 5,97 МВА мощность вновь устанавливаемого трансформатора уточнить при проектировании.

2.11 Перечень планируемых к строительству (реконструкции) электросетевых объектов 110 кВ и выше

Единый перечень электросетевых объектов на 2018 – 2023 гг. рекомендуемых к вводу в Тюменской области приведен в таблице 23 и отображен на карте-схеме Тюменской области.

Таблица 23. Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в 2018 – 2023 гг в Тюменской области

№	Наименование	Параметры ¹⁰	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
1	Реконструкция ПС 110 кВ Ярково	Замена трансформаторов 2х6,3 МВА на 2х16 МВА	2018	Исключение перегруза 1(2)Т ПС 110 кВ Ярково при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов)
2	Реконструкция ПС 110 кВ Червишево	Замена трансформаторов 2х6,3 МВА на 2х16 МВА	2018	Исключение перегруза 1(2)Т ПС 110 кВ Червишево при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов)

¹⁰ Параметры рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше подлежат уточнению в рамках отдельного проектирования

№	Наименование	Параметры ¹⁰	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
3	Строительство ВЛ-110 кВ Торгили – Нижняя Тавда	50 км	2020	Обеспечение требуемой категории (III) по надежности электроснабжения потребителей
4	Реконструкция ПС 110 кВ Химфарм ¹¹	Замена трансформаторов 2х6,3 МВА на 2х10 МВА	2021	Исключение перегруза 1(2)Т ПС 110 кВ Химфарм при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов)
5	Реконструкция ПС 110 кВ Абатск	Замена трансформатора 6,3 МВА на 10 МВА	2021	Исключение перегруза 2Т (6,3 МВА) ПС 110 кВ Абатск при отключении 1Т (10 МВА) ПС 110 кВ Абатск
6	Реконструкция ПС 110 кВ Утяшево ¹²	Замена трансформаторов 2х10 МВА на 2х25 МВА	2021	Исключение перегруза 1(2)Т ПС 110 кВ Утяшево при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов)
7	Строительство ПС 110 кВ Причал с отпайками от ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ- 1 – Тюмень I, II цепь	2х0,05 км 2х40 МВА	2019	Технологическое присоединение потребителей ПАО «СУЭНКО»
8	Реконструкция ПС 110 кВ Озерки	Установка второго трансформатора на 6,3 МВА	2021	Не обеспечивается категория надежности электроснабжения. Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования
9	Реконструкция ПС 110 кВ Упорово	Установка второго трансформатора 10 МВА	2018	Не обеспечивается категория надежности электроснабжения. Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования
10	Реконструкция ПС 110 кВ Буньково	Установка второго трансформатора 6,3 МВА	2018	Не обеспечивается категория надежности электроснабжения. Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования
11	Реконструкция ПС 110 кВ Ялуторовск	Замена трансформатора 20 МВА на 25 МВА	2023	Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования.
12	Реконструкция ПС 110 кВ Тютрино ¹³	6,3 МВА	2023	Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования
13	Реконструкция ПС 110 кВ Тобольская	Замена 3х25 МВА на 2х40 МВА	2022	Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования и неудовлетворительное состояние оборудования

¹¹ Необходимость реализации приведенных мероприятий, обусловленных возможной реализацией технологического присоединения новых потребителей, итоговые технические решения и сроки их реализации подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утверждёнными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения и пр. для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

¹² Мощность трансформаторов уточнить при проектировании

¹³ Мощность трансформаторов уточнить при проектировании

№	Наименование	Параметры ¹⁰	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
14	Реконструкция ПС 110 кВ Сумкино ¹⁴	Замена 1Т 6,3 МВА	2021	Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования
15	Строительство ПС 110 кВ Молодежная с двухцепной ВЛ 110 кВ	2x25 МВА 0,148 км	2019	Исключение перегруза 2Т ПС 110 кВ Тополя при отключении 1Т ПС 110 кВ Тополя. По информации АО «Тюменьэнерго» выполнение реконструкции ПС 110 кВ со стороны собственника подстанции (ПАО «Газпромнефть Тюмень») не представляется возможным. Установленную мощность силовых трансформаторов уточнить при проектировании
16	Реконструкция ПС 110 кВ ЖБИ	Замена трансформаторов 2x10 МВА на 2x25 МВА	2020	Технологическое присоединение индустриального парка п. Богадинский Тюменского района
17	Строительство ПС 220 кВ Лянтинская на Усть-Тегусском месторождении	2x125 МВА	2018	Технологическое присоединение электроустановок ООО «РН-Уватнефтегаз»
18	Строительство ПС 220 кВ Пихтовая на Тямкинском месторождении	2x63 МВА УШР 2x63 Мвар	2018	
19	Строительство ВЛ 220 кВ от ПС 500 кВ Демьянская до ПС 220 кВ Пихтовая I, II цепь	2x178 км	2018	
20	Строительство ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ Лянтинская до ПС 220 кВ Пихтовая I, II цепь	2x139 км	2018	
21	Строительство ПС 220 кВ Протозановская на Протозановском месторождении	2x63 МВА	2019	
22	Строительство захода одной цепи ВЛ 220 кВ Лянтинская – Пихтовая I, II цепь на ПС 220 кВ Протозановская	2x2,87 км	2019	
23	Сооружение заходов двухцепной ВЛ 110 кВ Тямкинская – Южно-Петъегского на ПС 220 кВ Пихтовая с присоединением существующих ПС 110 кВ Тямкинская, ПС 110 кВ Южно-Петъегская, ГТЭС Тямкинского м/р	4x2 км	2018	

¹⁴ Мощность трансформаторов уточнить при проектировании

№	Наименование	Параметры ¹⁰	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
24	Сооружение заходов двухцепной ВЛ 110 кВ Усть-Тегусская – Урненская на ПС 220 кВ Лянтинская с присоединением ПС 110 кВ Усть-Тегусская, ПС 110 кВ Урненская, ГТЭС Усть-Тегусского м/р, ГПЭС Усть-Тегусского м/р	4x0,3 км	2018	
25	Сооружение ПС 110 кВ СИБИНТЭК	2x10 МВА	2019	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств «ПИТ «СИБИНТЭК»
26	Строительство одноцепной КВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Снежная – КС-7 до вновь сооружаемой ПС 110 кВ СИБИНТЭК	1x16 км	2019	
27	Изменение схемы подключения ПС 110 кВ Юровская с шлейфового захода на отпаечную с образованием ВЛ 110 кВ Демьянская – Горная – 1,2 с отпайками на ПС 110 кВ Юровская	11 км	2019	Технологическое присоединение электроустановок ООО «РН-Уватнефтегаз»
28	Комплексная реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь и ВЛ 110 кВ Ожогоино – Новотехническая (Мурманская) I, II цепь Сооружение КЛ 110 кВ Мурманская – Центральная		2023	Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования и неудовлетворительное состояние фундаментов и опор.

Сроки реализации электросетевого строительства и реконструкции, указанные в таблице 23, определены по состоянию на 01.04.2018. При формировании инвестиционных планов энергокомпаний указанные сроки могут быть уточнены с учетом нормативно-технических документов, регламентирующих сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции объектов (подстанций и линий электропередачи).

2.12 Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше получены на основании перечня рекомендуемых к вводу электросетевых объектов энергосистемы Тюменской области на период 2018 – 2023 гг. и приведены в таблице 24. В данной таблице для каждого года приведены суммарные величины протяженности вводимых ЛЭП 110 кВ и выше, а также суммарная установленная мощность вновь вводимых трансформаторов (автотрансформаторов). Знак «—» означает отсутствие в данном году вводов трансформаторных мощностей или ЛЭП 110 кВ и выше.

Таблица 24 – Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области на период 2018 – 2023 гг.

Класс напряжения	2018		2019		2020		2021		2022		2023	
	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км
500 кВ	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
220 кВ	376,0	634,0	–	5,74	–	–	–	–	–	–	–	–
110 кВ	166,6	365,2	258,0	40,1	60,0	50,0	82,6	–	–	–	25,0	–

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

Сводные данные по развитию электрической сети ниже 110 кВ энергосистемы Тюменской области на период 2018 – 2023 гг. приведены в таблице 25. Данные получены на основании инвестиционных программ АО «Тюменьэнерго» и ПАО «СУЭНКО».

Таблица 25 – Сводные данные по развитию электрической сети ниже 110 кВ энергосистемы Тюменской области на период 2018 – 2023 гг.

Класс напряжения	2018		2019		2020		2021		2022		2023	
	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км
35 кВ	10,0	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
10 кВ	20,0	204,0	20,0	180,0	20,0	180,0	20,0	180,0	–	–	–	–

3. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии

В настоящее время ООО «УК «Ветроэнергетика» прорабатывает вопрос реализации на территории Заводоуковского городского округа Тюменской области инвестиционного проекта по строительству ветроэнергетических станций мощностью около 50 МВт каждая.

4. Перспективные направления развития «цифрового» электроэнергетического комплекса Тюменской области

На сегодняшний день стратегическое управление отраслью осуществляется на основе Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утверждённой распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р, которая направлена на максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению её внешнеэкономических позиций.

Целевые ориентиры в электроэнергетике заданы Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утверждённой распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013 № 511-р (далее – Стратегия).

В рамках Стратегии особое внимание уделяется деятельности ПАО «Россети» и входящих в него организаций, для которых заданы основные цели («миссия») российского электросетевого комплекса – долгосрочное обеспечение надёжного, качественного и доступного энергоснабжения потребителей Российской Федерации за счёт организации максимально эффективной и соответствующей мировым стандартам сетевой инфраструктуры по тарифам на передачу, обеспечивающим приемлемый уровень затрат на электроэнергию для российской экономики и инвестиционную привлекательность отрасли через адекватный возврат на капитал.

Одновременно в рамках Стратегии определена цель функционирования распределительного комплекса – долгосрочное обеспечение надёжного, качественного и доступного энергоснабжения потребителей на всей территории соответствующего региона на этапе распределения электрической энергии за счёт организации максимально эффективной инфраструктуры.

Для достижения стратегических целей и заданных Правительством Российской Федерации целевых ориентиров (Правительством Российской Федерации распоряжением от 28 июля 2017 г. № 1632-р утверждена программа «Цифровая экономика Российской Федерации» в рамках которой определены цели, задачи, направления и сроки реализации основных мер государственной политики по созданию необходимых условий для развития в России цифровой экономики, в которой данные в цифровом виде являются ключевым фактором производства во всех сферах социально-экономической деятельности), а также учитывая сформировавшиеся тенденции и вызовы, ПАО «Россети» сформирована и принята к реализации Концепция цифровизации сетей, реализация которой к 2030 году приведет к цифровой электроэнергетической инфраструктуре с качественно новыми характеристиками надёжности, эффективности, доступности и управляемости.

В рамках Концепции цифровизации сетей на 2018 – 2030 гг. АО «Тюменьэнерго» разработана программа цифровизации до 2030 года. Так, в проекте инвестиционной программы АО «Тюменьэнерго» на 2018-2023 годы предусмотрено – 16 305,81 млн. руб., в том числе по Тюменской области – 4 595 млн. руб., на цифровизацию энергообъектов, в том числе по следующим основным направлениям:

- интеллектуальные приборы учёта электроэнергии;
- телемеханизация;
- связь;
- управляемые элементы сети;
- оперативный информационно-управляющий комплекс;
- цифровые вторичные системы подстанции.

Основная задача программы цифровизации АО «Тюменьэнерго» – построение цифровой электрической сети – совокупность высокоавтоматизированных подстанций, распределительных устройств и

соединяющих линий электропередачи, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии, обеспечивающая наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи и оборудования, обеспечивающего поддержку унифицированных протоколов, управляемая в режиме реального времени и отслеживающая параметры и режимы работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии, поддерживающая функции самодиагностики и самовосстановления, обеспечивающая интеллектуальную адаптацию режимов работы и автоматическую синхронизацию с режимами работы потребителей.

Реализация программы цифровизации позволит:

- Повысить надёжность электроснабжения;
- Снизить количество обесточенных потребителей при аварийных отключениях линий за счёт секционирования;
- Сократить сроки аварийно-восстановительных работ и недоотпуска электроэнергии;
- Снизить потери электроэнергии;
- Автоматизировать процесс сбора и анализа данных о состоянии электрической сети;
- Повысить уровень наблюдаемости и управляемости энергообъектов за счёт автоматизации процесса оперативно-диспетчерского управления;
- Обеспечить безопасность электросетевых объектов и инфраструктуры в целом, в том числе за счёт повышения уровня информационной безопасности.

Ключевыми мероприятиями программы цифровизации АО «Тюменьэнерго» на первоначальном этапе является реализация пилотного проекта по реконструкции ВЛ 10 кВ и модернизации существующих ТП 10/0,4 кВ в Северном и Южном РЭС филиала АО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети (г. Тюмень) предусматривающий технические решения с применением технологий по созданию цифровых РЭС (оптических трансформаторов тока и напряжения, устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, учёта электроэнергии, телемеханизации, устройств связи, информационной безопасности, оперативных информационно-управляющих комплексов), поддерживающих обмен информацией по протоколам стандарта МЭК 68150.

Схема размещения объектов электроэнергетики Тюменской области на 2019 – 2023 годы

