



ГУБЕРНАТОР ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

РАСПОРЯЖЕНИЕ

28 апреля 2017 г.

№ 24-р

г. Тюмень

*Об утверждении схемы и программы
развития электроэнергетики
Тюменской области на 2018–2022 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 2018–2022 годы согласно приложению к настоящему распоряжению.

2. Установить, что в ходе реализации схемы и программы развития электроэнергетики Тюменской области на 2018–2022 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 2018–2022 годы на Официальном портале органов государственной власти Тюменской области.

4. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Тюменской области от 14.09.2016 №64-р «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Тюменской области на 2017–2021 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 28 апреля 2017 г. № 24-р



**СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ
НА 2018 – 2022 ГОДЫ**

Тюмень 2017 г.

Оглавление

<u>1 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩЕГО И ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА 110 КВ И ВЫШЕ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ.....</u>	<u>7</u>
1.1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	7
1.2 ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ...	9
1.3 ДИНАМИКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД	15
1.4 СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ОСНОВНЫМ ГРУППАМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЗА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД.....	16
1.5 ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С УКАЗАНИЕМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ.....	16
1.6 ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ МАКСИМУМА НАГРУЗКИ ЗА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД	17
1.7 СТРУКТУРА УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	18
1.8 СТРУКТУРА ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ПО ТИПАМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ВИДАМ СОБСТВЕННОСТИ	22
1.9 ОЦЕНКА ПЛАНОВЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЯ НАДЕЖНОСТИ ОКАЗЫВАЕМЫХ УСЛУГ В ОТНОШЕНИИ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ	22
1.10 ХАРАКТЕРИСТИКА БАЛАНСОВ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ ЗА ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД.....	23
1.11 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 110 КВ И ВЫШЕ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ (ЛЭП, ПОДСТАНЦИИ, СВОДНЫЕ ДАННЫЕ)	24
1.12 ОСНОВНЫЕ ВНЕШНИЕ СВЯЗИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ .	26
1.13 АНАЛИЗ ОТЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ ЗИМНИХ И ЛЕТНИХ НАГРУЗОК СЕТИ 110 КВ И ВЫШЕ.....	28
1.14 АНАЛИЗ ОТЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ ЗИМНИХ И ЛЕТНИХ НАГРУЗОК СЕТИ 110 КВ И ВЫШЕ ПРИ НОРМАТИВНЫХ ВОЗМУЩЕНИЯХ В НОРМАЛЬНОЙ СХЕМЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	29
1.15 АНАЛИЗ ОТЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ ЗИМНИХ И ЛЕТНИХ НАГРУЗОК СЕТИ 110 КВ И ВЫШЕ ПРИ НОРМАТИВНЫХ ВОЗМУЩЕНИЯХ В РЕМОНТНОЙ СХЕМЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	29
1.15.1 ТОБОЛЬСКИЙ ЭНЕРГОРАЙОН	29
1.15.2 ТЮМЕНСКИЙ ЭНЕРГОРАЙОН	31
1.15.3 ИШИМСКИЙ ЭНЕРГОРАЙОН.....	31
1.15.4 ЮЖНЫЙ ЭНЕРГОРАЙОН	31

2	<u>ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОГЕНЕРИРУЮЩЕГО И ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2018 – 2022 ГОДЫ 110 КВ И ВЫШЕ</u>	32
2.1	Цели и задачи развития электроэнергетики Тюменской области	32
2.2	Прогноз динамики отпуска электроэнергии из распределительных сетей. Перечень основных перспективных потребителей	33
2.2.1	Прогноз динамики отпуска электроэнергии из распределительных сетей	33
2.2.2	Перечень основных перспективных потребителей	33
2.3	Характеристика перспективных балансов электрической энергии и мощности	40
2.4	Прогноз электропотребления и максимума нагрузки по Тюменской области на пятилетний период	42
2.5	Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Тюменской области	44
2.6	Анализ отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети 110 кВ и выше на период 2017 – 2022 годов	45
2.7	Расчет и анализ перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети	46
2.8	Расчет и анализ перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети	46
2.8.1	Тобольский энергорайон	46
2.8.2	Тюменский энергорайон	48
2.8.3	Ишимский энергорайон	48
2.8.4	Южный энергорайон	48
2.9	Расчет и анализ загрузки центров питания 110 кВ	48
2.10	Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу по анализу текущего состояния электросетевого оборудования и схемы электроснабжения	68
2.10.1	Тобольский энергорайон	68
2.10.2	Тюменский энергорайон	69
2.10.3	Южный энергорайон	70
2.11	Перечень планируемых к строительству (реконструкции) и выводу из эксплуатации электросетевых объектов 110 кВ и выше	73
2.12	Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше	77

2.13 Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ.....	77
3. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии.....	77
4. Схема размещения объектов электроэнергетики Тюменской области на 2018 – 2020 годы	78

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 в нормальной (ремонтной схеме);

$I_{адтн}$ – аварийно допустимое значение токовой нагрузки в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях;

$I_{расч}$ – 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 2016 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 01.01.2017 составляет 1 478,4 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°С, в июле – плюс 19 – 20°С.

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 2 декады октября до 2 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°С.

К наиболее крупным городам Тюменской области с численностью населения более 50 тыс. человек относятся г. Тюмень (720,6 тыс. чел.), г. Тобольск (102,0 тыс. чел.), г. Ишим (65,5 тыс. чел.), по данным на 01.01.2016.

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 (2015 год к уровню 2005 года) ВРП области в сопоставимых ценах увеличился в 1,34 раза (в среднем по России ВРП за аналогичный период – в 1,33 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 2016 году составила 74,1%, организаций добычи полезных ископаемых – 20,1%, 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 01.01.2017 составила 34,1%. Среднегодовая численность занятых в сельском и лесном хозяйстве, охоте, рыболовстве в общей численности занятых за 2015 год составила 10,8%.

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 ЕЭС Казахстана.

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

ЭЭС Тюменской области разделена на 4 энергорайона: Тюменский, Ишимский, Тобольский и Южный.



Рисунок 2 – Схема фактического баланса электрических нагрузок ЭЭС Тюменской области с разбивкой по энергорайонам на собственный максимум Тюменской энергосистемы 2016 года

1. Тюменский энергорайон

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

Электроснабжение Тюменского энергорайона осуществляется от следующих питающих центров: ПС 500 кВ Тюмень, ПС 220 кВ Ожогино, ПС 220 кВ ТММЗ, ПС 220 кВ Губернская, Тюменские ТЭЦ-1, 2, ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС и ГТЭС Моторостроители, принадлежащие ПАО «Тюменские моторостроители».

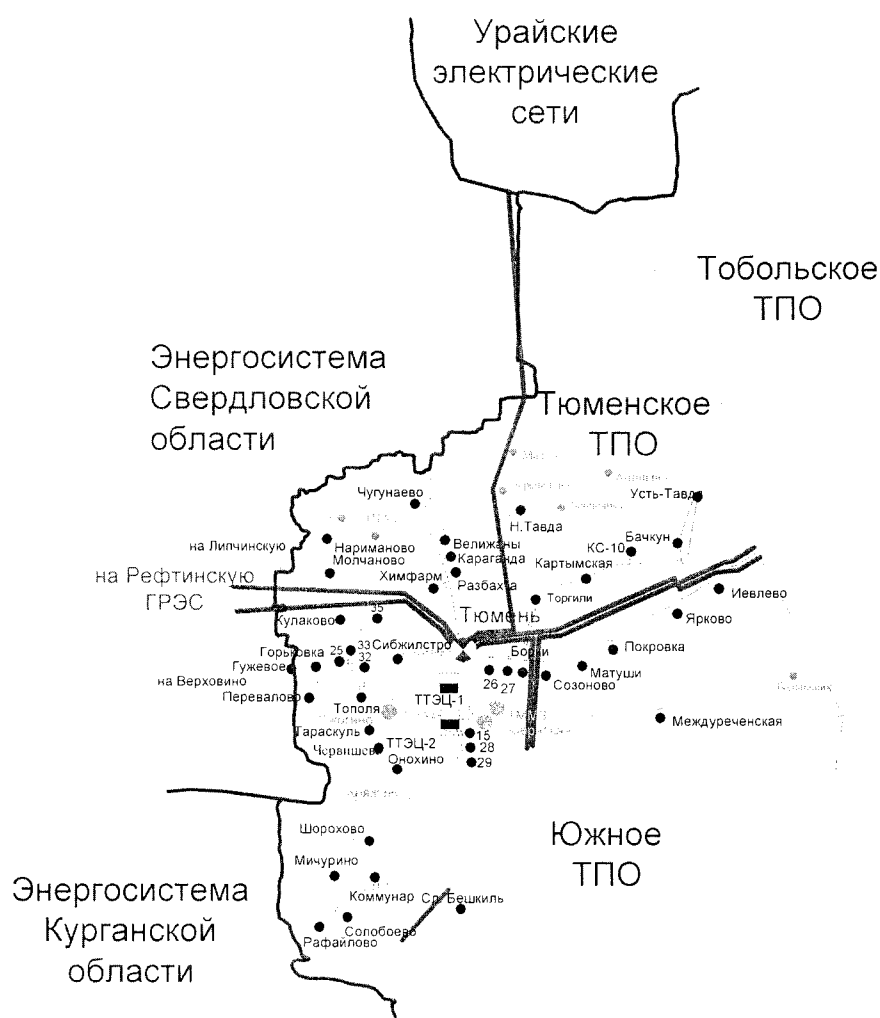


Рисунок 3 – Карта-схема Тюменского энергорайона ЭЭС Тюменской области

2. Тобольский энергорайон

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

Электроснабжение Тобольского энергорайона осуществляется от следующих питающих центров: ПС 500 кВ Иртыш, ПС 500 кВ Демьянская, ПС 220 кВ Снежная и Тобольской ТЭЦ.

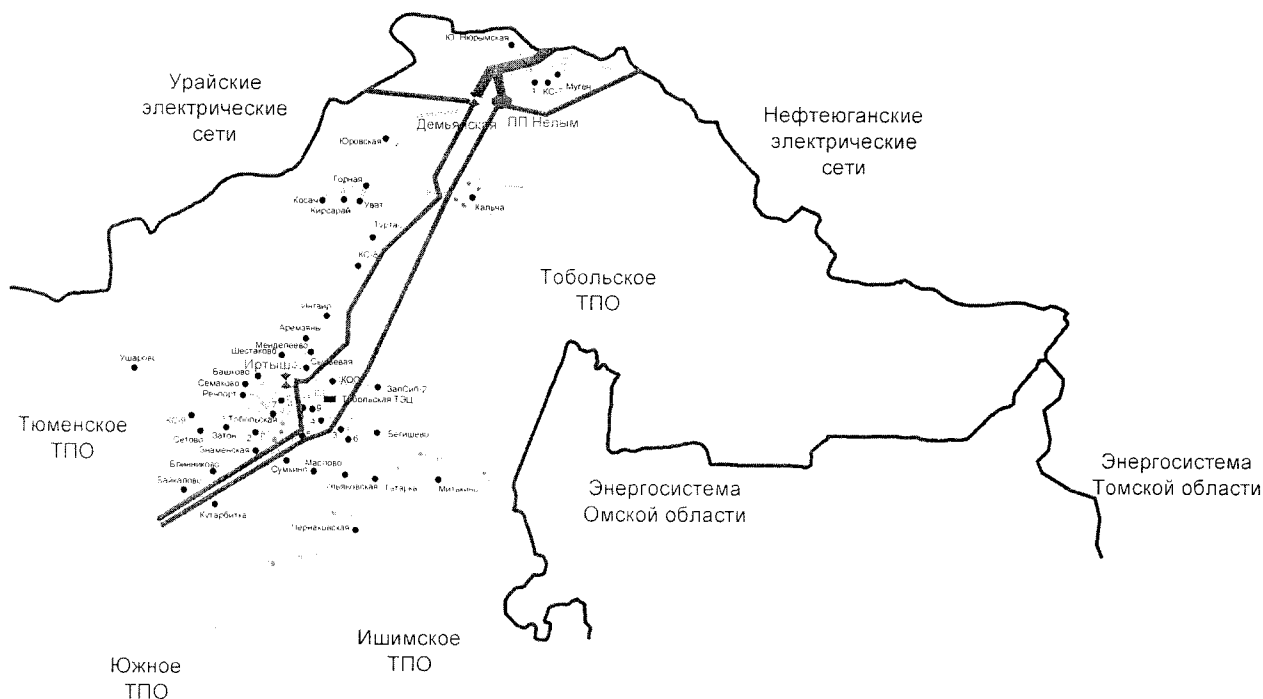


Рисунок 4 – Карта-схема Тобольского энергорайона ЭЭС Тюменской области

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 питания 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.

Электроснабжение Южного энергорайона осуществляется от ПС 220 кВ Заводоуковск, ПС 220 кВ Княжево.



Рисунок 6 – Карта-схема Южного энергорайона ЭЭС Тюменской области

В таблице 1 представлены контролируемые в нормальной схеме сечения и их состав.

Таблица 1 – Контролируемые в нормальной схеме 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 Тюмень – Нелым
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 на рисунке, 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 энергосистемы Тюменской области. Равномерность летнего графика нагрузки обусловлена продолжительным световым днем в летний период.

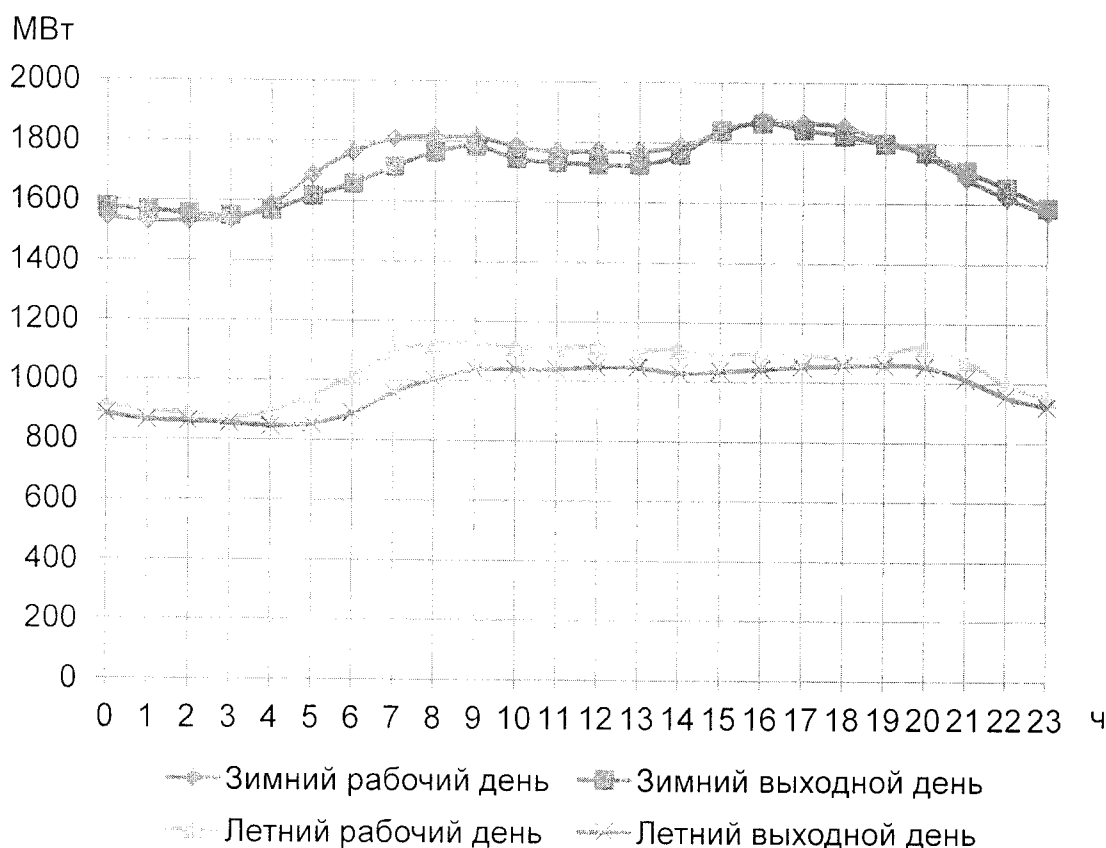


Рисунок 7 – Усредненный график потребления мощности ЭЭС Тюменской области

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

К генерирующим компаниям относится ОАО «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 «Сибурэнергомеджмент»;
- 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 2012 – 2016 гг. для ЭЭС Тюменской области.

Таблица 2 – Динамика потребления электроэнергии на территории ЭЭС Тюменской области в 2012 – 2016 гг.

Наименование показателя	2012	2013	2014	2015	2016
Электропотребление (млн кВт·ч)	10 849,2	11 099,9	11 803,3	11 248,1	11 698,0
Среднегодовые темпы прироста электропотребления (%)	+1,1	+2,3	+6,3	-4,7	+4,0

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. Статистические данные за 2016 г. будут опубликованы Росстатом в августе 2017 года.

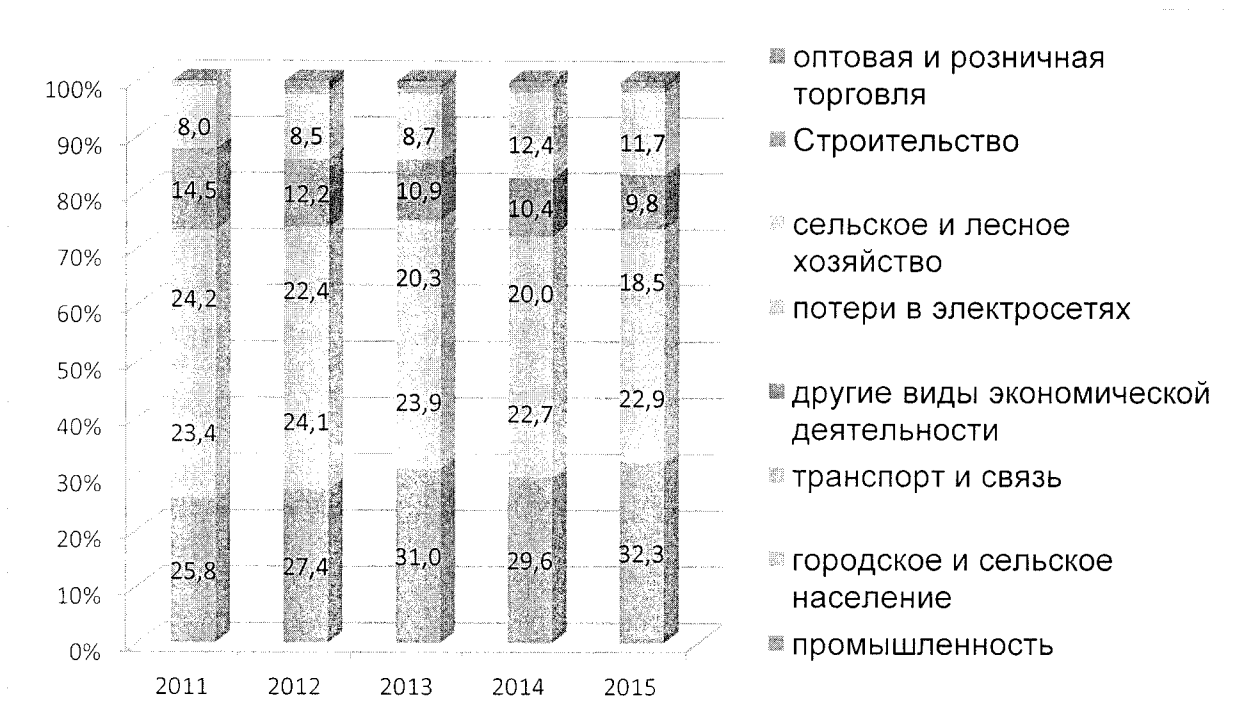


Рисунок 8 – Структура потребления электрической энергии по основным группам потребителей в 2011 – 2015 гг.

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 энергосистемы Тюменской области за период 2012 – 2016 гг.

Потребитель	Год	Год				
		2012	2013	2014	2015	2016
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	$\mathcal{E}_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	1 337,3	1 300,9	1 103,7	1 509,6	1 658,4

Потребитель	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	
	P_{max} , МВт	166,0	187,4	243,0	209,6	248,7
ООО «Тобольск-Нефтехим»	$\Delta_{потр}$, млн кВт·ч	380,7	395,2	434,3	479,8	489,8
	P_{max} , МВт	44,0	52,0	56,0	59,5	63,0
ООО «Тобольск-Полимер»	$\Delta_{потр}$, млн кВт·ч	21,7	83,5	180,2	257,0	237,9
	P_{max} , МВт	7,4	15,2	30,0	30,6	34,2
АО «Антипинский НПЗ»	$\Delta_{потр}$, млн кВт·ч	36,0	50,0	78,7	77,0	218,8
	P_{max} , МВт	4,6	5,6	13,0	8,8	38,4
Филиал ООО «УГМК-Сталь» в г. Тюмени – «МЗ «Электросталь Тюмени» ¹	$\Delta_{потр}$, млн кВт·ч	0,0	27,5	217,8	310,3	297,9
	P_{max} , МВт	0,0	52,9	70,0	71,9	67,2
ООО «РН-Уватнефтегаз»	$\Delta_{потр}$, млн кВт·ч	153,0	152,0	141,3	135,5	132,1
	P_{max} , МВт	19,0	19,0	18,0	16,8	17,2
Филиал ОАО «РЖД» «Свердловская железная дорога»	$\Delta_{потр}$, млн кВт·ч	524,7	493,2	486,4	477,6	467,3
	P_{max} , МВт	81,8	71,7	65,9	65,2	64,2
АО «Транснефть – Сибирь»	$\Delta_{потр}$, млн кВт·ч	1 341,2	1 391,8	1 452,8	1 392,7	1 296,7
	P_{max} , МВт	183,1	235,7	216,7	166,5	162,0
ООО «ЗапСибНефтехим»	$\Delta_{потр}$, млн кВт·ч	0,0	0,0	0,0	1,6	21,14
	P_{max} , МВт	0,0	0,0	0,0	1,3	9,9

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 2012 – 2016 гг.

Таблица 4 – Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области за период 2012 – 2016 гг.

Наименование	Год
--------------	-----

¹ Введен в работу в 2013 году

	2012	2013	2014	2015	2016
Максимум нагрузки, МВт	1 869,0	1 786,0	1 951,0	1 905,0	1 890,0
Среднегодовые темпы прироста максимума нагрузки (%)	+3,9	-4,4	+9,2	-2,4	-0,8

За последние пять лет максимум нагрузки энергосистемы Тюменской области увеличился на 1,1%. 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 ОАО «Фортум» (66,9% от суммарной установленной мощности электростанций Тюменской области), Тобольская ТЭЦ, принадлежащая ООО «СИБУР Тобольск» (31,4% от суммарной установленной мощности электростанций Тюменской области), ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС и ГТЭС Моторостроители, принадлежащие ПАО «Тюменские моторостроители» (1,7% от суммарной установленной мощности электростанций Тюменской области).

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области по состоянию на 01.01.2017 составляет 2116,9 МВт. Сводные данные по установленной мощности электростанций и типам генерирующих установок приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Состав существующих электростанций по состоянию на 01.01.2017

Наименование электростанции	Сведения о блоках/ агрегатах	Тип выработки	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, МВт
Тюменская ТЭЦ-1 (ОАО «Фортум»)	Всего по электростанции			659,7
	Т-100-130 ст. №5	ПСУ	1969	94,0
	Т-100-130 ст. №6	ПСУ	1970	72,0
	Т-100-130 ст. №7	ПСУ	1970	94,0
	ГТ V64.3A ст. №1	ПГУ	2005	60,0
	Т-130/160-12,8 ст. №1		2005	130,0
	ГТ V64.3A ст. №2	ПГУ	2011	64,4
	Т-145/160-12,8		2011	145,3

Наименование электростанции	Сведения о блоках/ агрегатах	Тип выработки	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, МВт
	ст. №2			
Тюменская ТЭЦ-2 (ОАО «Фортум»)	Всего по электростанции			755,0
	Т-180/210-130-1 ст. №1	ПСУ	1986	180,0
	Т-180/210-130-1 ст. №2	ПСУ	1987	180,0
	Т-180/210-130-1 ст. №3	ПСУ	1987	180,0
	К-215-130-1 ст. №4	ПСУ	1990	215,0
Тобольская ТЭЦ (ООО «СИБУР Тобольск»)	Всего по электростанции			665,3
	ПТ-135/165-130 ст. №1	ПСУ	1983	135,0
	Т-175/210-130 ст. №2	ПСУ	1983	175,0
	ПТ-140/165-130/15-2 ст. №4	ПСУ	1985	142,0
	Р-100-130/15 ст. №3	ПСУ	2011	103,6
	К-110-1,6 ст. №5	ПСУ	2011	109,7
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	Т-12-2РЭУЗ	ГТУ	2011	12,0
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	Т-32-2РВЗ-ГВ	ГТУ	2016	24,9
ИТОГО				2 116,9 (100%)
в т.ч. ПСУ				1 680,3 (79,4%)
ПГУ				399,7 (18,9%)
ГТУ				36,9 (1,7%)

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

Таблица 6 – Информация о вводе, демонтаже и перемаркировке оборудования по электростанциям ЭЭС Тюменской области за 2012 – 2016 гг.

Электростанция	Год	Тип работ	Станционный номер	Тип оборудования	Установленная мощность, МВт
Тюменская ТЭЦ-1	2015	Перемаркировка	6	Т-100-130	72,0

Электростанция	Год	Тип работ	Станционный номер	Тип оборудования	Установленная мощность, МВт
Тюменская ТЭЦ-1	2015	Перемаркировка	2	ПГУ	209,7
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	2016	Ввод	1	T-32-2РВЗ-ГВ	24,9

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

Таблица 7 – Информация о вводе электросетевого оборудования ЭЭС Тюменской области за 2012 – 2016 гг.

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
2012	ПС 500 кВ Витязь. Ввод в эксплуатацию 1АТ 500/220 кВ.	3x167 МВА
2012	ПС 500 кВ Иртыш. Ввод в эксплуатацию 2АТ 500/110 кВ.	250 МВА
2012	ПС 110 кВ Вузгородок	50 МВА
2012	ПС 110 кВ Ново-Техническая	2x40 МВА
2012	Расширение ПС 500 кВ Луговая	180 Мвар 3x167 МВА
2012	Расширение ПС 500 кВ Нелым	180 Мвар
2012	ВЛ 220 кВ Демьянская – Снежная с установкой АТ 125 МВА на ПС 220 кВ Снежная	90 км 125 МВА
2012	Расширение ПС 220 кВ Снежная на две линейные ячейки.	–
2013	ВЛ 110 кВ Иртыш – Знаменская	6,44 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

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
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 2x4 км
2014	ПС 110 кВ Березняки (Шлейфовый заход ВЛ 110 кВ Тюмень – Сибжилстрой I цепь)	2x40 МВА 2x1,4 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
2016	ПС 220 кВ Губернская (Присоединение отпайками от ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I, II цепь).	2x3,6 км 2x63 МВА
2016	Реконструкция ПС 110 кВ Утяшево	2x16 МВА
2016	Перевод блока №1 Тюменской ТЭЦ-2 на шины 110 кВ. Включение АТ связи 220/110 кВ Тюменской ТЭЦ-2	250 МВА

Год ввода	Наименование объекта	Установленная мощность, МВА (Мвар, км)
2016	ПС 110 кВ Запсиб-2 (Присоединение отпайками от ответвлений на ПС 110 кВ КОС)	2х25 МВА 2х6 км

1.8 Структура выработки электроэнергии электростанциями по типам электростанций и видам собственности

Все электростанции Тюменской области относятся к тепловым. Структура выработки электроэнергии электростанциями по видам собственности идентична структуре выработки электроэнергии электростанциями по типам тепловых электростанций. По данным за 2016 г. 75,4% выработки электроэнергии приходится на электростанции, принадлежащие ОАО «Фортум», 24,1% – на Тобольскую ТЭЦ, принадлежащую ООО «СИБУР Тобольск». Оставшаяся часть электроэнергии (0,5%) вырабатывается электростанциями, принадлежащими ПАО «Тюменские моторостроители».

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

В таблице 8 приведены данные по оценке плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых компаний Тюменской области за период 2016 – 2020 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 компаний Тюменской области за период 2016 – 2020 гг.

Наименование предприятия	2016	2017	2018	2019	2020
ПАО «СУЭНКО»	0,0082	0,0081	0,0044	0,0044	0,0043

АО «Тюменьэнерго»	0,0304	0,0299	0,0295	0,0290	0,0286
ПАО «ФСК ЕЭС»	0,0354	0,0349	0,0344	0,0339	0,0334

1.10 Характеристика балансов энергии и мощности за пятилетний период

Балансы электрической мощности и электроэнергии энергосистемы 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 Тюменской энергосистемы в 2012 – 2016 гг.

Таблица 9 – Баланс мощности по территории энергосистемы Тюменской области на час прохождения максимума нагрузки Тюменской энергосистемы в 2012 – 2016 гг., МВт

Наименование показателя	2012	2013	2014	2015	2016
Суммарное покрытие	1 885,7	1 703,3	1 776,0	1 736,2	1 546,5
в том числе:					
Тюменская ТЭЦ-1	456,2	450,0	571,0	486,9	555,2
Тюменская ТЭЦ-2	755,3	772,0	751,0	586,3	538,5
Тобольская ТЭЦ (ООО «СИБУР Тобольск»)	664,8	478,0	454,0	663,0	452,8
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	9,4	3,3	0,0	0,0	0,0
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	–	–	–	–	0,0
Потребление	1 869,0	1 786,0	1 951,0	1 905,0	1 890,0
Сальдо перетоков («-» – избыток, «+» – дефицит)	-16,7	+82,7	+175,0	+168,8	+343,5

Таблица 10 – Баланс электроэнергии за период 2012 – 2016 гг., млн кВт·ч

Наименование показателя	2012	2013	2014	2015	2016
Суммарная выработка	13 051,7	11 891,4	10 655,1	10 154,6	9 270,9
ТЭС	12 998,3	11 840,0	10 609,2	10 116,8	9 227,1
Тюменская ТЭЦ-1	4 653,9	3 913,3	3 572,9	3 603,1	3 450,3
Тюменская ТЭЦ-2	4 912,1	4 421,9	4 321,7	3 994,7	3 538,8

Наименование показателя	2012	2013	2014	2015	2016
Тобольская ТЭЦ (ООО «СИБУР Тобольск»)	3 432,3	3 504,8	2 714,6	2 519,0	2 238,0
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	53,4	51,4	45,9	37,8	42,8
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	–	–	–	–	1,0
Потребление	10 849,2	11 099,9	11 803,3	11 248,1	11 698,0
Сальдо перетоков («-» – избыток, «+» – дефицит)	-2 202,5	-791,5	+1 148,2	+1 093,5	+2 427,1

Баланс электроэнергии ЭЭС Тюменской области в период 2012 – 2013 годов складывался с профицитом.

В 2013 году в Тюменской энергосистеме (Тюменская область, ХМАО-Югра, ЯНАО) введена в эксплуатацию Няганьская ГРЭС (расположена в ХМАО-Югре), принадлежащая ОАО «Фортум» наряду с Тюменскими ТЭЦ-1,2. Няганьская ГРЭС является наиболее энергоэффективной электростанцией ОАО «Фортум», ввиду чего заявки для участия в конкурентном отборе² подаются ОАО «Фортум» с учетом необходимости загрузки в большей степени Няганьской ГРЭС. В результате этого, в период с 2013 года объем производства электрической энергии на Тюменских ТЭЦ-1, 2 снижается на величину роста объема производства и подачи в Тюменскую энергосистему электроэнергии от Няганьской ГРЭС.

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 энергосистеме 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 01.01.2017 представлены в таблице 11.

² Конкурентным отбором является процедура определения цен и объемов электрической энергии или мощности в результате отбора ценовых заявок по критерию минимизации стоимости электрической энергии или мощности.

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

Наименование показателя	Количество ПС (ПП), шт.	Количество Т/АТ ³ , шт.	Мощность ПС, МВА
По номинальному напряжению			
500 кВ	6	21	3 673,0
220 кВ	7	21	2 129,0
110 кВ	238	444	7 524,0
По эксплуатирующим организациям			
ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири	12	59	5 886,4
АО «Тюменьэнерго»	179	310	4 855,0
Промышленные предприятия	60	119	2 584,6
ВСЕГО	251	488	13 326,0

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 энергосистемы 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	190	5 513,5
По эксплуатирующим организациям		
ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири	52	3 883,5
АО «Тюменьэнерго»	195	5 512,0
ВСЕГО	247	9 395,5

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

Таблица 13 – Сводные данные по СКРМ в энергосистеме Тюменской области

Наименование ПС	Диспетчерское наименование	$U_{ном}$, кВ	Реактивная мощность, Мвар
ПС 500 кВ Демьянская	Р-500-Иртыш	500	3*60
	Р-500-Нелым	500	3*60
	Р-110	110	3*33
ПП 500 кВ Нелым	Р-500 Пыть-Ях	500	3*60

³ Суммарное количество Т/АТ приведено с учетом резервных Т/АТ

Наименование ПС	Диспетчерское наименование	$U_{ном}$, кВ	Реактивная мощность, Мвар
	Р-500 Тюмень	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 Демьянская	500	3*60
	2УШР-500	500	3*60
ПС 500 кВ Тюмень	Р-500 Беркут	500	3*60
	2Р-500	500	3*60
	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

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 01.01.2017 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 Тюмень – Рефтинская ГРЭС I цепь
	ВЛ 500 кВ Тюмень – Рефтинская ГРЭС II цепь
	ВЛ 220 кВ Тюмень – Тавда
	ВЛ 110 кВ Велижаны – Увал
	ВЛ 110 кВ Молчаново – Устье

Энергосистема	Диспетчерское наименование линии
	ВЛ 110 кВ Гужевое – Кармак
Энергосистема Курганской области (ОЭС Урала)	ВЛ 110 кВ Перевалово – Верховино
	ВЛ 500 кВ Курган – Беркут
ЕЭС Казахстана	ВЛ 500 кВ Курган – Витязь
	ВЛ 110 кВ Петропавловская ТЭЦ-2 – Ишим (в габаритах 220 кВ) (связь разорвана на опоре 268)
Энергосистема Омской области (ОЭС Сибири)	ВЛ 110 кВ Петропавловская ТЭЦ-2 – Казанка (связь разорвана на опоре 228)
	ВЛ 500 кВ Восход – Витязь
	ВЛ 110 кВ Каргалы – Усть Ишим
	ВЛ 110 кВ Новоандреевская – Разъезд 2529
Энергосистема ХМАО-Югры (ОЭС Урала)	ВЛ 110 кВ Майка – Мангут-т
	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
	ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская II цепь
	ВЛ 110 кВ Снежная – КС-6 с отпайкой на ПС Муген
	ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская II цепь
ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I цепь с отпайкой на ПС Эвихон	

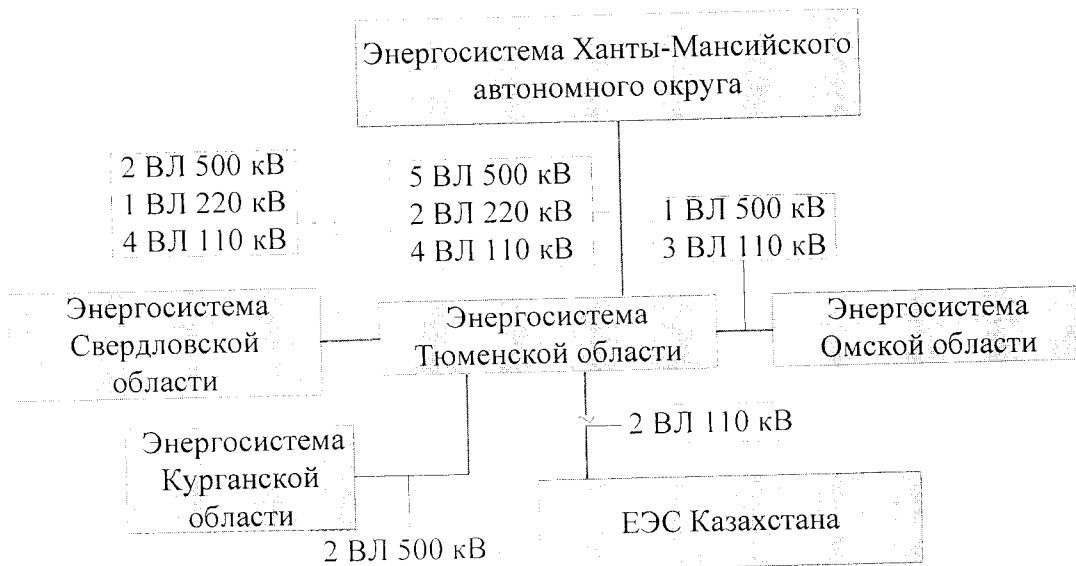


Рисунок 9 – Блок-схема электрических связей Тюменской энергосистемы с внешними энергосистемами

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.

Отчетные режимы зимних и летних нагрузок электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС Тюменской области в 2016 году.

В нормальной схеме электрической сети ЭЭС Тюменской области во всех рассматриваемых электрических режимах зимнего и летнего максимума и минимума нагрузок на период 2016 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 электрических режимов схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Тюменском, Тобольском, Ишимском и Южном энергорайонах не выявлено.

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

1.15.1 Тобольский энергорайон

4 АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Иртыш

Превышение длительно допустимой токовой нагрузки (далее – ДДТН) 4 АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Иртыш наблюдается в режимах летних максимальных и минимальных нагрузок в следующих схемно-режимных ситуациях, связанных с нормативным возмущением в единичной ремонтной схеме:

- отключение ВЛ 500 кВ Иртыш – Беркут и ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым;
- отключение ВЛ 500 кВ Иртыш – Беркут и ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая;
- отключение ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым и ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая;
- отключение ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут и ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская.

По данным собственника оборудования допускается превышение ДДТН рассматриваемого АТ на 30% при температуре окружающей среды -10⁰С и на 20% при температуре окружающей среды +25⁰С в течение 20 минут.

В схеме ремонта ВЛ 500 кВ Иртыш – Беркут (или ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым или ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская) необходимо обеспечить непревышение перетоком мощности в сечении «ОЭС Урала – Энергосистема Тюменской области» значений ремонтного МДП в летний период (МДП с ПА). Токовая загрузка 4 АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Иртыш в ПАР в ремонтной схеме одной из ВЛ 500 кВ составит 114% от $I_{ном}$. Токовая перегрузка рассматриваемого АТ составляет 14%, что превышает установленную величину ДДТН, но не превышает величину АДТН в летний период.

Для ликвидации сохранившейся токовой перегрузки 4 АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Иртыш в летний период необходимо применение любого из следующих схемно-режимных мероприятий:

- загрузка 5ТГ Тобольской ТЭЦ по активной мощности;
- разгрузка 1-4ТГ Тобольской ТЭЦ по активной мощности;
- секционирование сети 220 кВ (на ПС 500 кВ Витязь отключить В-220 Голышманово);
- снижение напряжения на СШ-220 Тюменской ТЭЦ-2 путем разгрузки Тюменских ТЭЦ-1,2 по реактивной мощности;
- снижение напряжения на СШ-220 ПС 500 кВ Витязь путем включения трех из четырёх Р-35 ПС 500 кВ Витязь;
- загрузка Тюменской ТЭЦ-2, Тюменской ТЭЦ-1 по активной мощности;

Соблюдение величины МДП в контролируемом сечении «ОЭС Урала – Энергосистема Тюменской области» в ремонтных схемах ВЛ 500 кВ и применение одного из описанных схемно-режимных мероприятий в течении 20 минут в ПАР позволяют ликвидировать превышение допустимых токовых нагрузок 4АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Иртыш. Новых токовых перегрузок электросетевых элементов в энергосистеме Тюменской области при этом не возникает.

ВЛ 110 кВ Горная – Туртас, ВЛ 110 кВ КС-8 – Туртас, ВЛ 110 кВ Менделеево – КС-8

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ транзита 110 кВ Юровская – Демьянская – Горная – Туртас – КС-8 – Менделеево наблюдается в режимах летних максимальных и минимальных нагрузок в следующих схемно-режимных ситуациях, связанных с нормативным возмущением в единичной ремонтной схеме:

- отключение ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская и ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым;
- отключение ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская и ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая;
- отключение ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская и ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут.

Следует отметить, что ВЛ 110 кВ Горная – Туртас, ВЛ 110 кВ КС-8 – Туртас и ВЛ 110 кВ Менделеево – КС-8 имеют АДТН в размере 113% от $I_{\text{ддтн}}$ (440 А) в летний период.

В схеме ремонта одной из описанных выше ВЛ 500 кВ необходимо обеспечить непревышение перетоком мощности в сечении «ОЭС Урала – Энергосистема Тюменской области» значений ремонтного МДП в летний период (МДП с ПА) и при необходимости выполнить секционирование сети 110 кВ (на ПС 110 кВ Горная отключить В-110 кВ Туртас). Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ в ПАР в ремонтной схеме одной из ВЛ 500 кВ в этом случае составит 93% от $I_{\text{ддтн}}$.

Кроме того, на ПС 110 кВ Горная установлено АОПО ВЛ 110 кВ Горная – Туртас, действие которого направлено на отключение В-110 Туртас (ОВ-110) на ПС 110 кВ Горная с запретом АПВ (деление транзита 110 кВ Демьянская – Горная – Туртас – КС-8 – Менделеево) при достижении токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Горная – Туртас уставки срабатывания (435 А).

1.15.2 Тюменский энергорайон

Как показали расчеты электрических режимов схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети в Тюменском энергорайоне, не выявлено.

1.15.3 Ишимский энергорайон

Как показали расчеты электрических режимов схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети в Ишимском энергорайоне, не выявлено.

1.15.4 Южный энергорайон

Как показали расчеты электрических режимов схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети в Южном энергорайоне, не выявлено.

2 Прогноз развития электрогенерирующего и электросетевого комплекса Тюменской области на 2018 – 2022 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 18 приведена информация по динамике отпуска электроэнергии из распределительных сетей АО «Тюменьэнерго» в 2016 году (факт) и на период 2017 – 2022 годов (план).

Таблица 18 – Отпуск электроэнергии из распределительных сетей АО «Тюменьэнерго» в 2016 году (факт) и на период 2017 – 2022 годов (план), млн кВт·ч

№	Наименование ЭС	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Тюменские Распределительные Сети	7 982,52	7 420,19	7 011,40	7 039,44	7 095,76	7 166,72	7 238,38

2.2.2 Перечень основных перспективных потребителей

2.2.2.1 Базовый вариант развития

В ЭЭС Тюменской области в рассматриваемый период 2017 – 2022 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 поэтапное присоединение объектов электросетевого хозяйства с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 126 МВт и объектов по производству электрической энергии установленной (максимальной) мощностью 160,96 МВт (без выдачи мощности объектов по производству электрической энергии в электрическую сеть ПАО «ФСК ЕЭС»). При этом на первом этапе осуществляется сооружение ПС 220 кВ Пихтовая с двухцепной ВЛ 220 кВ Демьянская – Пихтовая I, II цепь, на втором этапе осуществляется сооружение ПС 220 кВ Лянтинская с двухцепной ВЛ 220 кВ Лянтинская – Пихтовая I, II цепь, на третьем этапе осуществляется сооружение ПС 220 кВ Протозановская с заходами одной цепи двухцепной ВЛ 220 кВ Лянтинская – Пихтовая I, II цепь;

– ООО «Западно-Сибирский Нефтехимический комбинат». Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 300 МВт. Для ввода в работу производственных мощностей ООО «Западно-Сибирский Нефтехимический комбинат» выполняется сооружение ПП 500 кВ Тобол

с заходами ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым и ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская и четырех ВЛ 500 кВ ПП Тобол – ПС 500 кВ Полимер (ЗапСиб).

– 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 составит 25,3 МВт в соответствии с заявкой АО «Управляющая компания «индустриальные парки Тюменской области» в ПАО «СУЭНКО» 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 2017 – 2022 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 разработки умеренно-оптимистического варианта развития сетей ЭЭС Тюменской области учтены данные полученные от исполнительных органов государственной 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;

- планируется ввод энергопринимающих устройств социального, культурно-просветительского и производственного характера в районе центров питания ПС 110 кВ Мурманская, ПС 110 кВ Ярково, ПС 110 кВ Мичурино, ПС 110 кВ Омутинка, ПС 110 кВ Ялуторовск, ПС 110 кВ Велижаны, ПС 110 кВ Кулаково, ПС 110 кВ Тютрино, ПС 110 кВ Химфарм;
- по данным АО «Агентство по ипотечному жилищному кредитованию по Тюменской области» в период 2016 – 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 кВт⁴;
- ввод энергопринимающих устройств ООО «УК «Новая земля» в объеме 17,4 МВт (Тепличный комплекс на территории Кулаковского муниципального образования) с осуществлением электроснабжения на первом этапе от ПС 110 кВ Кулаково и на втором этапе от вновь сооружаемого центра питания 110 кВ.
- 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 кВт. Присоединение РП-10 кВ объекта на первом этапе планируется к ПС 110/10 кВ Комарово;
- Metallургический комплекс с максимальной мощностью I этапа 5 000 кВт и II этапа 25 000 кВт, расположенный 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;
- АО «Антипинский НПЗ». Нефтеперерабатывающий завод в г. Тюмени с максимальной мощностью 37 МВт (заявка на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Антипинский НПЗ» от 03.04.2017 № 2127-15/20-А).

Следует отметить, что в рамках рассмотрения умеренно-оптимистического прогноза мощности, в дополнение к информации о планируемых к подключению энергопринимающих устройств на основании действующих договоров на технологическое присоединение, учтены данные о поданных и планируемых к подаче заявкам на технологическое присоединение энергопринимающих устройств. Для вышеперечисленных энергопринимающих устройств при формировании поузловых прогнозов потребления, используемых при проведении расчетов электроэнергетических режимов, учтён эффект совмещения

⁴ 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

максимума потребления электрической мощности различных потребителей и вероятности набора заявленной максимальной мощности новых потребителей.

Необходимость реализации приведенных в настоящем разделе мероприятий, 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. для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

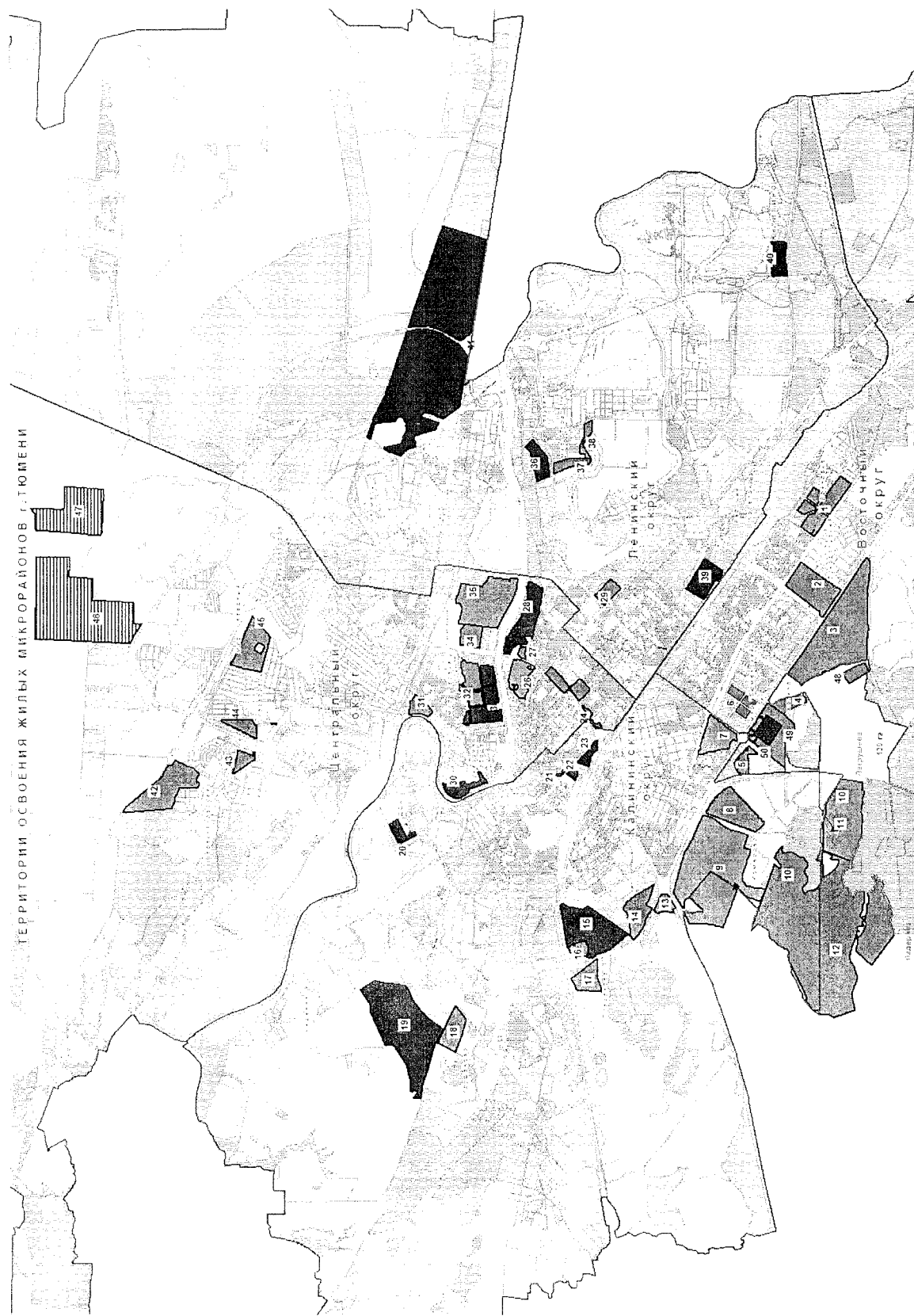


Рисунок 10 – Карта-схема освоения жилых микрорайонов г. Тюмени

Таблица 16 – Данные об освоении жилых микрорайонов г. Тюмени

Наименование площадки	№ земельного участка	Площадь земельного участка, га	Тип застройки	Площадь (тыс.м2)		Численность населения, тыс.чел	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	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	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. Обьездная 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 2017 – 2022 гг., соответственно.

Таблица 17– Перспективный баланс электроэнергии энергосистемы Тюменской области на период 2017 – 2022 гг., млн кВт·ч

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Электропотребление	11 729,0	11 760,0	12 150,0	12 560,0	13 060,0	13 390,0
Суммарная выработка электростанций	10 867,0	10 523,5	10 100,8	10 093,2	10 002,0	10 014,7
в том числе по электростанциям:						
Тюменская ТЭЦ-1	3 594,4	3 691,1	3 451,9	3 506,6	3 430,4	3 416,9
Тюменская ТЭЦ-2	4 473,8	4 470,2	4 403,7	4 393,4	4 378,4	4 404,6
Тобольская ТЭЦ (ООО «СИБУР Тобольск»)	2 752,6	2 316,0	2 199,0	2 147,0	2147,0	2147,0
ОАО «Газтурбосервис» ГТЭС (ПАО «Тюменские моторостроители»)	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
ГТЭС Моторостроители (ПАО «Тюменские моторостроители»)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Сальдо перетоков («+» – дефицит; «-» – избыток)	+862,0	+1 236,5	+2 049,2	+2 466,8	+3 058,0	+3 375,3

Таблица 18 – Перспективный баланс мощности энергосистемы Тюменской области на период 2017 – 2022 гг., МВт

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Суммарное потребление мощности	1 900,0	1 910,0	1 955,0	2 020,0	2 095,0	2 145,0
Покрытие (суммарная установленная мощность)	2 116,9	2 138,9	2 138,9	2 138,9	2 138,9	2 138,9
в том числе по электростанциям:						
Тюменская ТЭЦ-1	659,7	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 (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	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9

(ПАО «Тюменские моторостроители»)						
Сальдо перетоков («+» – дефицит; «-» – избыток)	+216,9	+228,9	+183,9	+118,9	+43,9	-6,1

В перспективном балансе электроэнергии и мощности на период 2017 – 2022 годы ввод объектов по производству электрической энергии ООО «Уватнефтегаз» не учитывался.

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 2017 – 2022 годов на основании базового варианта развития ЭЭС Тюменской области.

Данные о прогнозном электропотреблении крупных потребителей, составляющих не менее 1% потребления региона, на период до 2022 года приведены в таблице 21.

Таблица 19 – Прогноз электропотребления по территории Тюменской области на период 2017 – 2022 гг.

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Электропотребление, млн кВт·ч	11 729,0	11 760,0	12 150,0	12 560,0	13 060,0	13 390,0
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	+0,3	+0,3	+3,3	+3,4	+4,0	+2,5

Таблица 20 – Прогноз максимума нагрузки по территории Тюменской области на период 2017 – 2022 гг.

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Максимум нагрузки, МВт	1 900,0	1 910,0	1 955,0	2 020,0	2 095,0	2 145,0
Среднегодовые темпы прироста максимума нагрузки, %	+0,5	+0,5	+2,4	+3,3	+3,7	+2,4

Таблица 21 – Прогноз потребления электроэнергии и мощности крупными потребителями на территории Тюменской области на период до 2022 года, млн кВт·ч

Наименование потребителя		2017	2018	2019	2020	2021	2022
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	$\Delta_{\text{потр}}$, млн кВт·ч	1 658,4	1 658,4	1 658,4	1 658,4	1 658,4	1 658,4
	P_{max} , МВт	248,7	248,7	248,7	248,7	248,7	248,7
ООО	$\Delta_{\text{потр}}$	86,0	107,9	236,5	1 006,3	2 354,1	2 554,5

Наименование потребителя		2017	2018	2019	2020	2021	2022
«ЗапСибНефтехим»	млн кВт·ч						
	P_{max} , МВт	9,8	26,5	41,0	132,1	287,1	300,0
ООО «СИБУР Тобольск»	$\Sigma_{потр}$, млн кВт·ч	791,9	978,8	1 534,1	2 520,2	800,0	817,8
	P_{max} , МВт	91,3	95,3	99,3	110,6	99,3	101,3
АО «Антипинский НПЗ»	$\Sigma_{потр}$, млн кВт·ч	301,3	402,5	661,4	661,4	661,4	661,4
	P_{max} , МВт	37,2	50,4	76,0	76,0	76,0	76,0
Филиал ООО «УГМК- Сталь» в г. Тюмени – «МЗ «Электросталь Тюмени»	$\Sigma_{потр}$, млн кВт·ч	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0
	P_{max} , МВт	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
ООО «РН- Уватнефтегаз»	$\Sigma_{потр}$, млн кВт·ч	129,7	154,6	440,2	566,1	724,8	661,1
	P_{max} , МВт	16,5	33,9	50,3	64,4	82,7	75,5
Филиал ОАО «РЖД» «Свердловская железная дорога»	$\Sigma_{потр}$, млн кВт·ч	477,1	491,4	495,3	501,3	504,3	504,3
	P_{max} , МВт	65,8	66,7	67,4	68,1	68,2	68,2
АО «Транснефть – Сибирь»	$\Sigma_{потр}$, млн кВт·ч	1 290,4	1 290,4	1 290,4	1 290,4	1 290,4	1 290,4
	P_{max} , МВт	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0

На рисунках 11 и 12 представлены график изменения установленной мощности электростанций и максимума нагрузки потребителей на территории ЭЭС Тюменской области в период 2012 – 2022 годов и график изменения выработки электростанциями и потребления электроэнергии по территории ЭЭС Тюменской области в



период 2012 – 2022 годов соответственно.

Рисунок 11 – Изменение установленной мощности электростанций и максимума нагрузки потребления по территории ЭЭС Тюменской области в период 2012 – 2022 годов

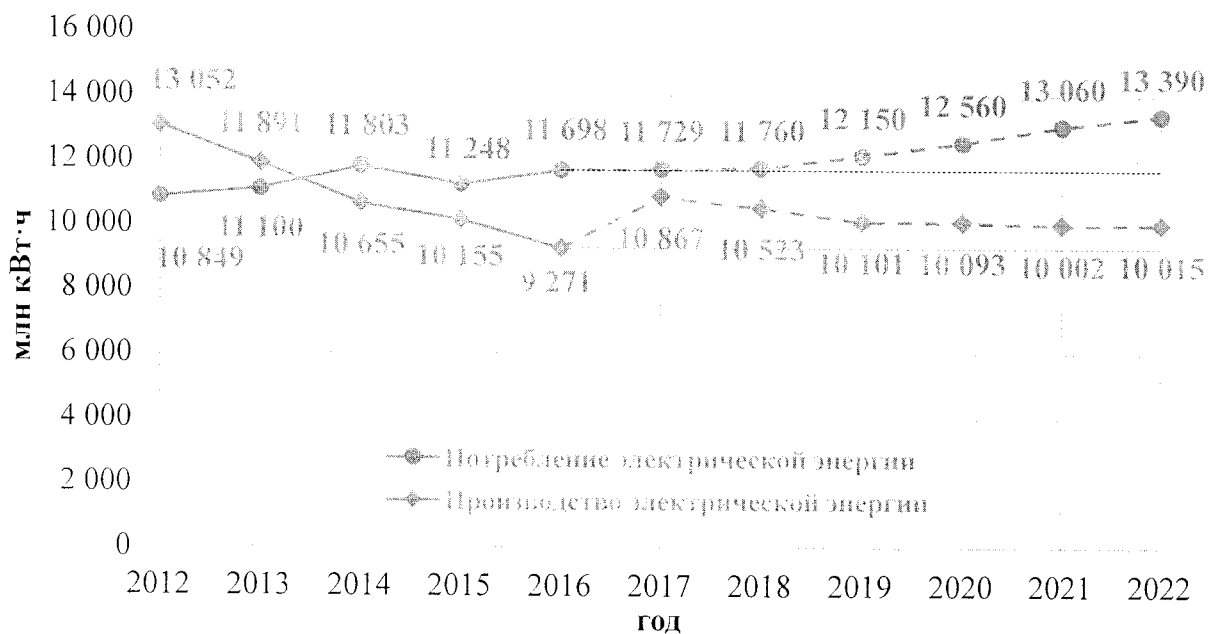


Рисунок 12 – Изменение выработки электростанциями и потребления электроэнергии по территории ЭЭС Тюменской области в период 2012 – 2022 годов

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

В соответствии с СиПР ЕЭС России на 2017 – 2023 гг. в части изменений, связанных с вводами и выводами из эксплуатации в основных объемах генерирующих объектов и генерирующего оборудования на территории Тюменской области с высокой вероятностью реализации в период 2017 – 2022 гг. не предусмотрено.

В соответствии с основными объемами перемаркировки генерирующих объектов, приведенными в СиПР ЕЭС России на 2017 – 2023 гг., в 2017 году запланирована перемаркировка 6ТГ Тюменской ТЭЦ-1 с увеличением установленной мощности блока до 94 МВт. Таким образом, суммарная установленная мощность Тюменской ТЭЦ-1 с учетом перемаркировки будет составлять 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 160,96 МВт (без выдачи мощности объектов по производству электрической энергии в электрическую сеть ПАО «ФСК ЕЭС»):

– ГТЭС Усть-Тегусского месторождения, установленной (максимальной) мощностью 82,96 МВт;

- ГПЭС Усть-Тегусского месторождения, установленной (максимальной) мощностью 15 МВт;
- ГПЭС Протозановского месторождения, установленной (максимальной) мощностью 15 МВт;
- ГДЭС Протозановского месторождения, установленной (максимальной) мощностью 6 МВт;
- ГТЭС Тямкинского месторождения установленной (максимальной) мощностью 42 МВт.

2.6 Анализ отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети 110 кВ и выше на период 2017 – 2022 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 2017 – 2022 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 № 277⁵.

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

⁵ 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.

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 2017 – 2022 годов были использованы данные о развитии энергосистемы в соответствии с проектом СиПР ЭЭС России на 2017 – 2023 годы и мероприятиями, по которым выданы технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Во всех нормальных режимах перспективного периода 2017 – 2022 годов уровни напряжения в узлах 110 кВ и выше и токовая загрузка электросетевого оборудования 110 кВ и выше находятся в допустимых пределах.

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

Как показали расчеты электрических режимов схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети в Тюменском, Тобольском, Ишимском и Южном энергорайонах, не выявлено.

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

2.8.1 Тобольский энергорайон

4 АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Иртыш

Превышение ДДТН 4 АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Иртыш наблюдается в режимах летних максимальных и минимальных нагрузок 2017 – 2022 годов в следующих схемно-режимных ситуациях, связанных с нормативным возмущением в единичной ремонтной схеме:

- отключение ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут и ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская (уч. ПП Тобол – Демьянская или уч. ПП Иртыш – ПП Тобол);
- отключение ВЛ 500 кВ Иртыш – Беркут и ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым;
- отключение ВЛ 500 кВ Иртыш – Беркут и ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая;
- отключение ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым и ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая;

По данным собственника оборудования допускается превышение ДДТН рассматриваемого АТ на 30% при температуре окружающей среды

-10°C и на 20% при температуре окружающей среды +25°C в течение 20 минут.

В схеме ремонта ВЛ 500 кВ Иртыш – Беркут (или ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая или ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым или ВЛ 500 кВ Иртыш-Демьянская) необходимо обеспечить неперевышение перетоком мощности в сечении «ОЭС Урала – Энергосистема Тюменской области» значений ремонтного МДП в летний период (МДП с ПА). Токовая загрузка 4 АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Иртыш в ПАР в ремонтной схеме одной из ВЛ 500 кВ составит 114% от $I_{ном}$. Токовая перегрузка рассматриваемого АТ составляет 14%, что превышает установленную величину ДДТН, но не превышает величину АДТН в летний период.

Для ликвидации сохранившейся токовой перегрузки 4 АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Иртыш в летний период необходимо применение любого из следующих схемно-режимных мероприятий:

- загрузка 5ТГ Тобольской ТЭЦ по активной мощности;
- разгрузка 1-4ТГ Тобольской ТЭЦ по активной мощности;
- секционирование сети 220 кВ (на ПС 500 кВ Витязь отключить В-220 Голышманово);
- снижение напряжения на СШ-220 Тюменской ТЭЦ-2 путем разгрузки Тюменских ТЭЦ-1,2 по реактивной мощности;
- снижение напряжения на СШ-220 ПС 500 кВ Витязь путем включения трех из четырех Р-35 ПС 500 кВ Витязь;
- загрузка Тюменской ТЭЦ-2, Тюменской ТЭЦ-1 по активной мощности.

Соблюдение величины МДП в контролируемом сечении «ОЭС Урала – Энергосистема Тюменской области» в ремонтных схемах ВЛ 500 кВ и применение одного из описанных схемно-режимных мероприятий в течении 20 минут в ПАР позволяют ликвидировать превышение допустимых токовых нагрузок 4АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Иртыш. Новых токовых перегрузок электросетевых элементов в энергосистеме Тюменской области при этом не возникает.

ВЛ 110 кВ Горная – Туртас, ВЛ 110 кВ КС-8 – Туртас, ВЛ 110 кВ Менделеево – КС-8

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ транзита 110 кВ Юровская – Демьянская – Горная – Туртас – КС-8 – Менделеево наблюдается в режимах летних максимальных и минимальных нагрузок 2017 – 2019 годов в следующих схемно-режимных ситуациях, связанных с нормативным возмущением в единичной ремонтной схеме:

- отключение ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская (уч. ПП Тобол – Демьянская или уч. Иртыш – ПП Тобол) и ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым;
- отключение ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская (уч. ПП Тобол – Демьянская или уч. Иртыш – ПП Тобол) и ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая;
- отключение ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская (уч. ПП Тобол – Демьянская или уч. Иртыш – ПП Тобол) и ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут.

Следует отметить, что ВЛ 110 кВ Горная – Туртас, ВЛ 110 кВ КС-8 – Туртас и ВЛ 110 кВ Менделеево – КС-8 имеют АДТН в размере 113% от $I_{\text{ддтн}}$ (440 А) в летний период.

В схеме ремонта одной из описанных выше ВЛ 500 кВ необходимо обеспечить непревышение перетоком мощности в сечении «ОЭС Урала – Энергосистема Тюменской области» значений ремонтного МДП в летний период (МДП с ПА) и при необходимости выполнить секционирование сети 110 кВ (на ПС 110 кВ Горная отключить В-110 кВ Туртас). Токовая загрузка ВЛ 110 кВ в ПАР в ремонтной схеме одной из ВЛ 500 кВ в этом случае составит 94% от $I_{\text{ддтн}}$.

2.8.2 Тюменский энергорайон

Как показали расчеты перспективных электрических режимов схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети в Тюменском энергорайоне, не выявлено.

2.8.3 Ишимский энергорайон

Как показали расчеты перспективных электрических режимов схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети в Ишимском энергорайоне, не выявлено.

2.8.4 Южный энергорайон

Как показали расчеты перспективных электрических режимов схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети в Южном энергорайоне, не выявлено.

2.9 Расчет и анализ загрузки центров питания 110 кВ

В целях проверки пропускной способности трансформаторов центров питания 110 кВ и выше ЭЭС Тюменской области проведен анализ текущей и перспективной загрузки трансформаторного оборудования. В таблице 22 представлена информация о текущей загрузке центров питания 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области на основании контрольных замеров нагрузок 2016 года, а также данные о приростах мощности и расчетной загрузке центров питания на период 2017 – 2022 годов.

Наименование энергетической станции	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/А(Т)	Sном, МВА		Мощность ПС с учетом АО (или выхода в ремонт) одного наиболее мощного Т МВА		зимний максимум 15-00 21.12.2016 г.	зимний минимум 02-00 21.12.2016 г.	летний максимум 10-00 15.06.2016 г.	летний минимум 03-00 15.06.2016 г.	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) коэффициент учета заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА				
				2017	2018	2019	2020						2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022			
ИшимЭР	Горбуново	110	1Т	6,3	6,3	0,6	0,4	0,2	0,2	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
				25	25,0	1,2	1,3	2,4	2,1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
ИшимЭР	Дорожная	110/10	2Т	25	25,0	1,2	1,3	2,4	2,1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	
				25	25,0	1,2	1,3	2,4	2,1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
ИшимЭР	Дубынка	110/10	1Т	6,3	6,3	1,2	1,0	0,5	0,5	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
				6,3	6,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ИшимЭР	Евсино	110/10	1Т	6,3	6,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
				6,3	6,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
ИшимЭР	Ермаки	110/10	1Т	2,5	2,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
				2,5	2,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
ИшимЭР	Желдино	110/10	1Т	6,3	6,3	0,7	0,6	0,3	0,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
				6,3	6,3	0,7	0,6	0,3	0,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
ИшимЭР	Земляная	110/10	1Т	2,5	2,5	0,7	0,6	0,3	0,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
				2,5	2,5	0,7	0,6	0,3	0,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
ИшимЭР	Заря	110	5Т	2,5	2,5	0,7	0,7	0,3	0,4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
				2,5	2,5	0,7	0,7	0,3	0,4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
ИшимЭР	Ильинка	110/10	1Т	2,5	2,5	1,9	1,5	0,8	0,7	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
				6,3	6,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
ИшимЭР	Истошино	110/10	1Т	6,3	6,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
				16	16,0	10,7	8,6	4,0	2,4	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
ИшимЭР	Казанка	110/35/10	1Т	16	16,0	10,7	8,6	4,0	2,4	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	
				16	16,0	10,7	8,6	4,0	2,4	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	
ИшимЭР	Камышенка	110/10	1Т	6,3	6,3	0,7	0,7	0,2	0,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
				6,3	6,3	2,1	0,8	2,1	2,1	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
ИшимЭР	Карасуль	110/10	2Т	6,3	6,3	0,5	0,5	0,3	0,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
				2,5	2,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ИшимЭР	Каратаевка	110/10	1Т	2,5	2,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
				2,5	2,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
ИшимЭР	Каргалы	110/10	1Т	2,5	2,5	0,6	0,4	0,2	0,1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
				10	10,0	3,2	3,0	2,8	2,8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
ИшимЭР	Колос	110/35/10	1Т	10	10,0	3,2	3,0	2,8	2,8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
				10	10,0	3,2	3,0	2,8	2,8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
ИшимЭР	Коркино	110/10	1Т	25	25,0	7,6	6,0	6,6	3,9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
				25	25,0	7,6	6,0	6,6	3,9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
ИшимЭР	Крогово	110/10	1Т	6,3	6,3	0,7	0,6	0,4	0,3	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
				6,3	6,3	0,7	0,6	0,4	0,3	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

Наименование энергоячейки	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Сном, МВА		Выход в ремонт (или мощность ПС с учетом АО (или мощность Т МВА	Зимний максимум 15-00 21.12.2016 г.	Зимний минимум 02-00 21.12.2016 г.	Летний максимум 10-00 15.06.2016 г.	Летний минимум 03-00 15.06.2016 г.	Расчетная максимальная мощность ПС по ПС после осуществления ТП, МВА						Приrost мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) коэффициент учета заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС	Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА								
				МВА	МВА						2017	2018	2019	2020	2021	2022		2017	2018	2019	2020	2021	2022			
ИшимЭР	Ламенка	110/10	2Т	2,5	0,8	6,3	0,8	0,8	0,3	0,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		110/10	1Т	6,3	3,5	6,3	3,5	4,1	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
ИшимЭР	Лапино	110/10	1Т	10	10,0	10,0	3,5	3,5	4,1	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
		110/10	2Т	10												1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
ИшимЭР	Лариха	110/10	1Т	2,5	1,2	2,5	1,2	1,1	0,8	0,7	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
		110/10	2Т	6,3												0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
ИшимЭР	Лотовка	110/10	1Т	2,5	0,1	2,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
		110/10	1Т	25	4,6	25,0	4,6	3,2	3,7	1,2	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
ИшимЭР	М.Остров	110/10	1Т	25	25,0	25,0	5,5	2,6	2,8	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
		110/10	2Т	25												0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИшимЭР	Майка	110/10	1Т	25	25,0	25,0	5,5	2,6	2,8	2,5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
		110/10	2Т	25												1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
ИшимЭР	Мальшенка	110/10	1Т	6,3	6,3	6,3	1,5	1,2	0,6	0,5	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
		110/10	1Т	6,3	6,3	6,3	2,1	1,6	1,3	1,1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
ИшимЭР	Маслянка	110/10	2Т	6,3												0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
		110/10	1Т	25	2,7	25,0	2,7	0,4	0,8	1,4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
ИшимЭР	Менжинка	110/10	1Т	2,5	0,6	2,5	0,6	0,5	0,4	0,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
		110/10	1Т	25	2,7	25,0	2,7	0,4	0,8	1,4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
ИшимЭР	Н.Андреевская	110/10	2Т	25												1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		110/10	1Т	2,5	1,1	2,5	1,1	1,1	0,8	0,7	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
ИшимЭР	Н.Локти	110/10	1Т	2,5	2,5	2,5	1,1	1,1	0,8	0,7	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
		110/10	2Т	6,3												15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
ИшимЭР	Н.Петрово	110/10	1Т	10	10,0	10,0	5,5	5,5	0,3	0,3	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
		110/10	2Т	10												2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
ИшимЭР	Никольск	110/10	1Т	25	1,0	25,0	1,0	2,3	2,5	1,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
		110/10	2Т	25												3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
ИшимЭР	Октябрь	110/10	1Т	25	3,7	25,0	3,7	1,2	2,1	0,7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
		110/10	2Т	25												0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ИшимЭР	Омская	110/10	1Т	16	16,0	16,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
		110/10	1Т	16												0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Наименование энергетической организации	Наименование ПС	Uном, кВ	Наименование Т/АТ(Т)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АД (или вывoda в ремонт) одного наиболее мощного Т МВА		Зимний максимум 15-00 21.12.2016 г.	Зимний минимум 02-00 21.12.2016 г.	Летний максимум 10-00 15.06.2016 г.	Летний минимум 03-00 15.06.2016 г.	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА		Приорит мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность по ПС 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) коэффициент учета заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС							Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА				
					МВА	МВА					2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
																							2017	2018
ИшимЭР	Оленовка	110/10	2Т	16	16,0	0,9	2,4	2,2	0,7	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
				16																				
ИшимЭР	Ощепково	110/10	1Т	3,2	2,5	0,9	0,8	0,3	0,4	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
				2,5																				
ИшимЭР	Памятных	110/10	1Т	10	10,0	5,6	5,2	6,5	6,5	-	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
				10																				
ИшимЭР	Песьяново	110/10	2Т	2,5	2,5	0,4	0,4	0,5	0,4	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
				2,5																				
ИшимЭР	Петухово	110/10	1Т	25	25,0	1,4	1,6	4,0	2,1	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
				25																				
ИшимЭР	Пингино	110/10	1Т	2,5	2,5	0,2	0,2	0,1	0,1	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
				6,3																				
ИшимЭР	Поддубровное	110/10	1Т	6,3	6,3	0,2	0,2	0,2	0,2	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
				6,3																				
ИшимЭР	Прокутка	110/10	1Т	6,3	6,3	0,7	0,7	0,5	0,4	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
				6,3																				
ИшимЭР	Равнец	110/10	1Т	6,3	6,3	0,4	0,4	0,3	0,3	-	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
				25																				
ИшимЭР	Скакуново	110/10	1Т	25	25,0	1,1	1,7	3,4	1,9	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
				25																				
ИшимЭР	Сладково	110/35/10	1Т	10	10,0	4,4	3,6	2,2	1,6	-	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
				10																				
ИшимЭР	Сорокино	110/10	1Т	6,3	6,3	4,3	3,7	2,2	1,7	-	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
				6,3																				
ИшимЭР	Степная	110/10	1Т	25	25,0	1,7	1,7	1,6	2,3	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
				25																				
ИшимЭР	Стрехнино	110/10	1Т	10	10,0	8,5	9,0	6,2	5,6	-	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
				10																				
ИшимЭР	Тушнолобово	110/10	1Т	6,3	6,3	1,2	0,9	0,5	0,4	-	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
				6,3																				

Наименование энергоснабжающей организации	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Т)	Шном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или выезда в ремонт) одного наиболее мощного Т МВА	Зимний максимум 15-00 21.12.2016 г.	Зимний минимум 02-00 21.12.2016 г.	Летний максимум 10-00 15.06.2016 г.	Летний минимум 03-00 15.06.2016 г.	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Приrost мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии:																																	
											1) фактическая набранная мощность по ПС 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) коэффициент учета заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС																																	
											2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022																						
ИшимЭР	Челюскинцы	110/10	1Т	6,3	6,3	0,5	0,5	0,3	0,2	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5																						
																							ИшимЭР	Ченчерь	110/10	1Т	6,3	6,3	0,4	0,4	0,2	0,1	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
ИшимЭР	Яровское	110/10	1Т	6,3	6,3	0,5	0,4	0,2	0,2	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5																						
																							ТобЭР	Абалак	110/6	1Т	2,5	2,5	1,9	1,9	1,6	1,6	-	1,88	0,00	0,00	0,00	0,00	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
ТобЭР	Аремзяны	110/6	1Т	10	10,0	0,2	0,2	0,2	0,2	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2																						
																							ТобЭР	Байкалово	110/10	1Т	6,3	6,3	2,9	2,5	1,2	0,7	-	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
ТобЭР	Башково	110/10	2Т	6,3	6,3	4,0	3,3	1,5	1,0	-	0,00	0,00	0,00	0,00	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0																						
																							ТобЭР	Бегитшево	110/35/10	1Т	6,3	6,3	1,1	1,0	0,7	0,5	-	0,13	0,00	0,00	0,00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
ТобЭР	Блинниково	110/10	1Т	2,5	2,5	1,5	1,6	0,4	0,3	-	0,05	0,00	0,00	0,00	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6																						
																							ТобЭР	Волгинская	110/10	1Т	25	25,0	17,4	13,4	6,1	4,1	-	0,50	0,00	0,00	0,00	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
ТобЭР	ВОС	110/10	2Т	25	6,3	1,4	0,8	0,7	0,7	-	0,00	0,00	0,00	0,00	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4																						
																							ТобЭР	Вузгородок	110/6	2Т	6,3	25,0	7,4	3,8	4,7	3,0	-	0,00	0,00	0,00	0,00	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
ТобЭР	Горная	110/10/10	1Т	40	40,0	17,2	16,4	23,9	24,1	-	0,02	0,00	0,00	0,00	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1																						
																							ТобЭР	ГПП-3	110/10	1Т	63	63,0	15,7	16,0	16,8	16,3	-	0,00	0,00	0,00	0,00	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8
ТобЭР		110/10	2Т	63																																								

Наименование энергоблока	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/А(Г)	Sном, МВА		Мощность ПС с учетом АД (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т МВА	Зимний максимум 15-00 21.12.2016 г. МВА	Зимний минимум 02-00 21.12.2016 г. МВА	Летний максимум 10-00 15.06.2016 г. МВА	Летний минимум 03-00 15.06.2016 г. МВА	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии:						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА									
				1) фактическая набранная мощность после осуществления ТП;	2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП;							3) коэффициент учета заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022			
ТобЭР	Еланчинский водозабор	110/10	1Т	2,5	2,5	2,5	2,2	1,8	0,8	0,6	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
ТобЭР	Затон	110/10	1Т	6,3	6,3	6,3	1,4	1,2	0,8	0,5	-	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
ТобЭР	ЗКСМ	110/10	1Т	2,5	2,5	2,5	0,1	0,1	0,1	0,1	-	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
ТобЭР	Знаменская	110/10	1Т	16	16,0	16,0	6,5	5,4	3,3	1,7	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
ТобЭР	Ингаир	110/10	1Т	2,5	2,5	2,5	0,7	0,8	0,3	0,3	-	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
ТобЭР	Кальча	110/35/10	1Т	40	40,0	40,0	15,4	15,3	14,8	14,7	-	11,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3
ТобЭР	Кедровая	110/10	1Т	6,3	6,3	6,3	3,7	3,1	1,0	0,8	-	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
ТобЭР	Кирсарай	110/10	1Т	6,3	6,3	6,3	2,8	2,3	1,2	0,7	-	2,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
ТобЭР	КОС	110/10	1Т	6,3	6,3	6,3	6,8	6,6	2,2	2,2	-	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
ТобЭР	ЗапСибНефтехим	110	1Т	25	25,0	25,0	7,2	5,8	0,0	0,0	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
ТобЭР	Косач	110/10	1Т	6,3	6,3	6,3	4,8	4,0	1,5	1,1	-	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
ТобЭР	КС-7	110/10/10	1Т	63	63,0	63,0	38,8	38,1	0,2	0,2	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8
ТобЭР	КС-8	110/10	1Т	6,3	6,3	6,3	1,0	1,0	1,3	1,2	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
ТобЭР	КС-9	110/10/10	1Т	63	189,0	189,0	46,4	46,6	1,0	1,0	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6
		110/10/10	2Т	63	63	63																					

Наименование энергоячейки	Наименование ПС	Uном, кВ	Наименование Т/А(Т)	Sном, МВА		Мощность ПС с учетом АД (или вывoda в ремонт) одного наиболее мощного Т МВА		зимний максимум 15:00 21.12.2016 г.	MBA	летний минимум 02:00 21.12.2016 г.	MBA	летний максимум 10:00 15.06.2016 г.	MBA	летний минимум 03:00 15.06.2016 г.	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии:						
				2017	2018	2019	2020									2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021
ТобЭР	Куларбитка	110/10/10	3Т	63	6,3	0,8	0,7	0,4	0,3	-	0,03	0,00	0,00	0,00	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
																						4Т
ТобЭР	Маслово	110/10	1Т	2,5	2,5	0,8	0,9	0,6	0,3	-	0,04	0,00	0,00	0,00	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
																						2Т
ТобЭР	Менделеево	110/10/10	1Т	40	40,0	15,3	8,4	18,1	18,1	-	0,00	0,00	0,00	0,00	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	
																						2Т
ТобЭР	Митькино	110/10	1Т	2,5	2,5	0,7	0,7	0,3	0,2	-	0,31	0,00	0,00	0,00	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
																						2Т
ТобЭР	Муген	110/6	1Т	10	10,0	3,1	3,1	1,8	1,8	-	0,00	0,00	0,00	0,00	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	
																						2Т
ТобЭР	Речпорт	110/10	1Т	10	10,0	5,5	4,4	3,7	3,6	-	1,95	0,00	0,00	0,00	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	
																						2Т
ТобЭР	Семаково	110/10	2Т	16	16,0	0,7	0,6	0,4	0,2	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	
																						4Т
ТобЭР	Сетово	110/10/10	1Т	40	40,0	15,5	7,5	20,1	20,3	-	0,01	0,00	0,00	0,00	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	
																						2Т
ТобЭР	Стройбаза	110/10	1Т	16	16,0	2,0	1,7	1,5	1,0	-	0,00	0,00	0,00	0,00	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
																						2Т
ТобЭР	Сумкино	110/10	1Т	6,3	6,3	3,7	3,4	2,1	1,4	-	0,47	0,00	0,00	0,00	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
																						2Т
ТобЭР	Сырьевая	110/10/10	1Т	32	32,0	13,0	12,9	11,7	11,8	-	0,00	0,00	0,00	0,00	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	
																						2Т
ТобЭР	Татарка	110/6	1Т	10	12,5	5,6	6,2	8,5	8,4	-	0,0	0,0	0,0	0,0	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	
																						2Т
ТобЭР	Тобольская	110/35/10	1Т	25	50,0	28,2	16,4	17,1	9,0	-	0,4	0,0	0,0	0,0	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	
																						2Т

Наименование энергетической станции	Наименование ПС	Уном. кВ	Наименование Т/АТ(Т)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или выхода в ремонт) одного наиболее мощного Т МВА		Зимний максимум 15-00 21.12.2016 г.	Зимний минимум 02-00 21.12.2016 г.	Летний максимум 10-00 15.06.2016 г.	Летний минимум 03-00 15.06.2016 г.	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП. МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) коэффициент учета заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА								
					МВА	МВА						2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022			
ТобЭР	Туртас	110/10	3Т	25			5,2	4,1	1,7	1,0	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2		
		110/10	1Т	6,3	6,3																					
		110/10	2Т	6,3																						
ТобЭР	Уват	110/6	1Т	10		10,0	0,3	0,4	0,4	0,4	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4		
		110/6	2Т	10																						
ТобЭР	Ульяновская (зимний максимум по ПС принят на основании данных контрольных замеров за последние 5 лет, максимальное потребление зафиксировано 16.12.2015)	110/35/10	1Т	6,3	6,3		6,6	3,8	2,7	2,1	-	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8		
		110/35/10	2Т	10																						
ТобЭР	Ушарово	110/10	1Т	6,3	6,3		0,5	0,5	0,3	0,3	-	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5		
		110/10	1Т	2,5	2,5		0,7	0,5	0,3	0,2	0,2	-	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	
ТобЭР	Ю.Нюрьмская	110	1Т	16	16,0		4,2	4,0	0,0	0,0	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2		
		110	2Т	16																						
ТобЭР	Шестаково	110/10	1Т	6,3	6,3		1,8	1,8	1,0	0,8	-	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1		
		110/10	2Т	6,3																						
ТобЭР	Юровская	110/10	1Т	6,3	6,3		0,9	0,9	0,3	0,2	-	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9		

Наименование энергоячейки	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Г)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывoda в ремонт) одного наибольшего T MVA	Зимний максимум 15-00 21.12.2016 г.	Зимний минимум 02-00 21.12.2016 г.	Летний максимум 10-00 15.06.2016 г.	Летний минимум 03-00 15.06.2016 г.	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии:													
											1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) коэффициент учета заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС													
											2017	2018	2019	2020	2021	2022	Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА							
											2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022		
ТюмЭР	СибИНТЭК (новая)	110/10	2Т	6,3	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110	1Т	10	40,0	28,8	15,6	18,7	9,5	-	6,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6	35,6
ТюмЭР	Алебашево	110/10	1Т	40	25,0	6,5	5,8	8,4	8,0	-	1,61	1,77	0,00	0,00	0,00	0,00	10,0	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
		110/10	2Т	40	40,0	1,1	1,1	13,0	13,0	-	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
ТюмЭР	Антипино	110/10	1Т	25	40,0	0,1	0,1	0,1	0,1	-	1,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
		110/10	2Т	25	40,0	0,1	0,1	0,1	0,1	-	1,26	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
ТюмЭР	Бачкун	110/10	1Т	40	32,0	16,5	12,8	12,8	6,4	-	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
		110/10	2Т	16	40,0	33,9	21,9	22,4	11,8	-	7,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3
ТюмЭР	Березяки	110/10	1Т	40	40,0	7,3	5,5	2,7	2,1	-	3,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
		110/10	2Т	40	40,0	0,1	0,1	0,1	0,1	-	1,26	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
ТюмЭР	Борки	110/10	1Т	6,3	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		110/10	1Т	16	40,0	16,5	12,8	12,8	6,4	-	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
ТюмЭР	Боровое	110/10	2Т	16	40,0	33,9	21,9	22,4	11,8	-	7,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3
		110/10	3Т	16	40,0	0,1	0,1	0,1	0,1	-	1,26	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
ТюмЭР	Бурдун	110/10	1Т	40	40,0	33,9	21,9	22,4	11,8	-	7,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3
		110/10	2Т	40	40,0	0,1	0,1	0,1	0,1	-	1,26	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
ТюмЭР	Велижаны (зимний максимум по ПС принят на основании данных контрольных замеров за последние 5	110/35/10	1Т	10	10,0	7,3	5,5	2,7	2,1	-	3,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
		110/35/10	2Т	16	40,0	0,1	0,1	0,1	0,1	-	1,26	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1

Наименование энергетической станции	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/А(Т)	Шном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или выхода в ремонт) одного наиболее мощного Т МВА		Зимний максимум 15-00 21.12.2016 г. МВА	Зимний минимум 02-00 21.12.2016 г. МВА	Летний максимум 10-00 15.06.2016 г. МВА	Летний минимум 03-00 15.06.2016 г. МВА	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) коэффициент учета заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА						
					2017	2018						2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022			
ТюмЭР	Винзили	110/10	1Т	16	16,0	11,1	8,4	8,3	5,0	-	7,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1	18,1
		110/10	2Т	16	16,0																			
ТюмЭР	Водогрейная	110/6	1Т	16	16,0	1,5	1,1	0,8	0,5	-	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
		110/6	2Т	16	2,5	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	-	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
ТюмЭР	Водогазор	110/6	1Т	2,5	25,0	16,2	11,3	10,7	9,0	-	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
		110/10	2Т	2,5	25,0																			
ТюмЭР	Войновка	110/10	1Т	25	16,0	5,1	4,5	2,9	2,3	-	3,88	0,00	0,00	0,00	0,00	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
		110/10	2Т	25	16,0																			
ТюмЭР	Горьковка	110/10	1Т	16	40,0	27,9	14,1	18,7	11,4	-	0,89	0,00	0,00	0,00	0,00	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8
		110/10	2Т	40	40,0																			
ТюмЭР	Граничная	110/10	1Т	40	16,0	3,4	3,9	2,1	4,5	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
		110/10	2Т	40	16,0																			
ТюмЭР	Гужево	110/10	1Т	16	25,0	6,0	4,5	3,9	3,5	-	14,26	0,00	0,00	0,00	0,00	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2
		110/10	2Т	16	25,0																			
ТюмЭР	Домостроитель ная	110/10	1Т	25	16,0	5,9	5,2	2,1	1,3	-	8,38	0,00	0,00	0,00	0,00	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
		110/10	2Т	25	16,0																			
ТюмЭР	Ембаево	110/10	1Т	16	10,0	4,0	4,0	4,2	3,6	-	4,06	0,00	0,00	0,00	0,00	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
		110/10	2Т	16	10,0																			
ТюмЭР	ЖБИ	110/10	1Т	10	10,0	4,0	4,0	4,2	3,6	-	4,06	0,00	0,00	0,00	0,00	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
		110/10	2Т	10	10,0																			

Наименование энергоблока	Наименование ПС	Уном. кВ	Наименование Т/АТ(Т)	Шном. МВА		Мощность ПС с учетом АО (на вводе в ремонт) одного наиболее мощного Т МВА		зимний максимум 15-00 21.12.2016 г.	зимний минимум 02-00 21.12.2016 г.	летний максимум 10-00 15.06.2016 г.	летний минимум 03-00 15.06.2016 г.	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП. МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии:						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА						
				МВА	МВА	МВА	МВА						2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
ТюмЭР	Загородная	110/10	1Т	40	40,0	52,0	25,7	39,6	16,7	-	3,83	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	55,9	55,9	55,9	55,9	55,9	55,9	55,9	55,9	
		110/10	2Т	40																					
ТюмЭР	Западная	110/35/10	1Т	40,5	40,5	36,5	22,8	24,5	14,3	-	4,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
		110/35/10	2Т	40,5																					
ТюмЭР	Иевлево	110/10	1Т	2,5	2,5	2,3	2,1	1,1	0,6	-	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
		110/10	2Т	2,5																					
ТюмЭР	Казарово	110/10	1Т	16	16,0	24,4	20,4	7,7	4,9	-	4,22	0,64	0,00	0,00	0,00	0,00	28,6	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3
		110/10	2Т	16																					
ТюмЭР	Камышинская	110/10	1Т	40	40,0	0,5	0,5	0,1	0,1	-	13,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
		110/10	2Т	40																					
ТюмЭР	Караганда	110/10	1Т	10	10,0	7,2	6,4	4,1	2,4	-	2,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
		110/10	2Т	10																					
ТюмЭР	Картымская	110/10	1Т	2,5	2,5	1,6	1,4	0,4	0,2	-	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
		110/10	2Т	2,5																					
ТюмЭР	Каскара	110/10	1Т	16	16,0	12,3	10,5	7,0	5,4	-	1,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
		110/10	2Т	16																					
ТюмЭР	Комарово	110/10	1Т	40	40,0	2,0	1,6	0,8	0,6	-	42,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7
		110/10	2Т	40																					
ТюмЭР	Коммунар	110/35/10	1Т	10	10,0	7,8	6,9	2,5	1,9	-	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
		110/35/10	2Т	10																					
ТюмЭР	КС-10	110/10	1Т	6,3	6,3	0,7	0,5	0,4	0,3	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
		110/10	2Т	6,3																					
ТюмЭР	КСК	110/10	1Т	25	20,0	9,3	5,7	7,5	4,5	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
		110/10	2Т	20																					

Наименование энергоячейки	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/А(Т)	Сном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или ввода в ремонт) одного наиболее мощного Т МВА		зимний максимум 15-00 21.12.2016 г.	зимний минимум 02-00 21.12.2016 г.	летний максимум 10-00 15.06.2016 г.	летний минимум 03-00 15.06.2016 г.	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии:							Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА									
					МВА	МВА						2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022					
ТюмЭР	Кулаково	110/10	1Т	16	16,0	10,5	9,6	2,4	2,9	2,4	-	1,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4			
		110/6	1Т	10	16,3	7,2	6,6	3,2	3,2	2,8	-	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8		
		110/10	2Т	6,3																								
		110/10	3Т	16																								
ТюмЭР	ЛПК	110/10	1Т	16	16,0	9,9	5,7	5,6	5,6	2,6	-	11,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6		
		110/10	2Т	25																								
ТюмЭР	Магуши	110/10	1Т	6,3	2,5	2,0	1,7	0,6	0,5	0,5	-	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2		
		110/10	2Т	2,5																								
ТюмЭР	Медик	110/10	1Т	10	10,0	2,8	1,9	3,7	3,7	1,3	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7		
		110/10	2Т	10	6,3	1,0	0,9	0,4	0,3	0,3	-	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1		
ТюмЭР	Междуреченская	110/10	1Т	6,3	6,3	4,9	3,6	2,9	3,7	3,7	-	1,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4		
		110/6	2Т	10	10,0	10,0	11,6	3,4	3,3	3,3	-	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1		
ТюмЭР	Мишурино	110/35/10	1Т	10	10,0	14,3	11,6	3,4	3,3	3,3	-	2,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4		
		110/35/10	2Т	10	6,3	10,4	9,9	2,6	1,8	1,8	-	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8		
ТюмЭР	Молчаново	110/10	1Т	6,3	6,3	6,9	6,2	6,2	6,2	5,5	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4		
		110/10	2Т	6,3	16,0	6,9	6,2	6,2	6,2	5,5	5,5	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4		
ТюмЭР	Монтажная	110/10	1Т	16	16,0	7,4	6,0	6,5	3,2	3,2	-	7,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1		
		110/10	2Т	16	31,5	7,4	6,0	6,5	3,2	3,2	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4		
ТюмЭР	Моторный завод	110/10	1Т	31,5	31,5	24,8	15,5	15,9	11,5	11,5	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1		
		110/10	2Т	32	25,0	24,8	15,5	15,9	11,5	11,5	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1		
ТюмЭР	Мурманская (зимний замер по ПС принят)	110/10	1Т	25	25,0	24,8	15,5	15,9	11,5	11,5	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1		
		110/10	2Т	25	25,0	24,8	15,5	15,9	11,5	11,5	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1		

Наименование энергоагрегата	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Т)	Shom, MVA	Мощность ПС с учетом АО (или ввода в ремонт) одного наиболее мощного Т МВА		зимний максимум 15-00 21.12.2016 г.	зимний минимум 02-00 21.12.2016 г.	летний максимум 10-00 15.06.2016 г.	летний минимум 03-00 15.06.2016 г.	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность по ПС после осуществления ТП; 2) коэффициент учета заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС							Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА										
					2017	2018						2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022								
ТюмЭР	на основании данных контрольных замеров за последние 5 лет, максимальное потребление зафиксировано зафиксировано 16.12.2015)	110/10	1Т	40	40,0	22,1	10,8	18,8	8,5	-	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4		
																												2Т	40
ТюмЭР	Новотехническая	110/35/10	1Т	10	10,0	16,3	13,9	4,3	2,8	-	2,22	0,00	0,00	0,00	0,00	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	
																													2Т
ТюмЭР	Нариманово	110/10	1Т	6,3	6,3	5,5	5,5	0,9	0,9	-	0,49	0,00	0,00	0,00	0,00	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
																													2Т
ТюмЭР	Онохино	110/10	1Т	10	10,0	8,4	6,3	4,1	2,8	-	2,02	0,00	0,00	0,00	0,00	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	
																													2Т
ТюмЭР	Перевалово	110/10	1Т	16	16,0	14,7	13,0	4,7	3,4	-	7,98	2,58	0,01	0,00	0,00	22,6	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	25,2	
																													2Т
ТюмЭР	Покровка	110/10	1Т	6,3	6,3	1,8	1,5	0,9	0,6	-	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	
																													2Т
ТюмЭР	Приозерная	110/10	1Т	25	25,0	2,3	1,4	2,9	4,6	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
ТюмЭР	Промбаза	110/10	1Т	40	40,0	17,4	11,5	12,7	5,8	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
ТюмЭР	Причал (новая)	110	1Т	40	40,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	8,69	0,00	0,00	0,00	0,00	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	

Наименование энергетической станции	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/А(Т)	Шном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или выхода в ремонт) одного наиболее мощного Т. МВА		зимний максимум 15-00 21.12.2016 г.	МВА	летний максимум 02-00 21.12.2016 г.	МВА	летний максимум 10-00 15.06.2016 г.	летний минимум 03-00 15.06.2016 г.	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) коэффициент учета заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС							Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА									
					по ПС									по ПС					по ПС											
					2017	2018								2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
ТюмЭР	Пышминская	110	2Т	40			8,7	7,4	3,0	2,9				0,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	
		110/10	1Т	16	16,0																									
ТюмЭР	Разбахта	110/10	2Т	16			3,3	2,7	1,2	0,9				0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	
		110/10	1Т	40	40,0		9,4	8,9	16,3	22,7					0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
ТюмЭР	Ремдормаш	110/10	2Т	40			1,6	1,0	0,4	0,3				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
		110/10	1Т	6,3	6,3																									
ТюмЭР	Рошино	110/10	2Т	6,3			8,3	6,5	4,7	5,2				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
		110/10	1Т	25	25,0																									
ТюмЭР	Северная	110/10	2Т	25			23,6	16,1	8,1	3,9				0,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4
		110/10	1Т	25	25,0																									
ТюмЭР	Сибжилстрой	110/10	2Т	25			14,1	10,9	10,4	6,1				3,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8	17,8
		110/10	1Т	25	25,0																									
ТюмЭР	Слобода- Бешкиль	110/10	2Т	6,3			0,2	0,2	0,1	0,1				0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
		110/10	1Т	6,3	6,3																									
ТюмЭР	Созоново	110/10	2Т	6,3			2,6	2,2	0,6	0,4				0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
		110/10	1Т	6,3	6,3																									
ТюмЭР	Солобоево	110/10	2Т	6,3			1,7	1,3	0,8	0,4				0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
		110/10	1Т	2,5	2,5																									
ТюмЭР	Суходольская	110/10	2Т	40			26,8	13,2	13,9	7,1				9,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3
		110/10	1Т	40	40,0																									
ТюмЭР	Тараскуль	110/10	2Т	40			2,5	1,7	1,5	0,7				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
		110/10	1Т	6,3	6,3																									
ТюмЭР	Тарманы	110/10	2Т	25			28,8	19,9	12,9	8,4				4,46	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3
		110/10	1Т	25	25,0																									

Наименование энергетической станции	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ/Т	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т МВА		зимний максимум 15-00 21.12.2016 г.	зимний минимум 02-00 21.12.2016 г.	летний максимум 10-00 15.06.2016 г.	летний минимум 03-00 15.06.2016 г.	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) коэффициент учета заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА						
					2017	2018						2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022			
ТюмЭР	Щербаковская	110/10	2Т	6,3	16,0		13,7	9,6	7,0	3,6	-	0,40	0,00	0,00	0,00	0,00	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	
		110/10	1Т	16																				
		110/10	2Т	16																				
ТюмЭР	Ярково	110/35/10	1Т	6,3	6,3		12,6	10,9	4,1	2,5	-	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	
		110/35/10	2Т	6,3																				
ЮжнЭР	Армизон	110/35/10	1Т	10	10,0		3,6	2,9	1,7	1,2	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
		110/35/10	2Т	10																				
ЮжнЭР	Атыялово	110/10	Т-1	6,3	6,3		0,5	0,4	0,5	0,4	-	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
		110/10/10	1Т	25	25,0		1,2	0,3	1,4	1,7	1,7	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
ЮжнЭР	Беркут-Г	110/10/10	2Т	25																				
		110/10/10	1Т	25																				
ЮжнЭР	Беркут СН	110/10	1Т	2,5	2,5		0,1	0,1	0,1	0,1	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
		110/10	2Т	2,5																				
ЮжнЭР	Богдинка	110/10/10	1Т	25	25,0		2,6	1,1	2,4	2,5	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	
		110/10/10	2Т	25																				
ЮжнЭР	Боровинка	110/10	1Т	6,3	6,3		1,1	1,0	0,5	0,4	-	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		110/10	2Т	6,3																				
ЮжнЭР	Бригадная	110/10/10	1Т	25	25,0		2,1	2,3	0,5	1,5	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	
		110/10/10	2Т	25																				
ЮжнЭР	Буньково	110/35/10	Т-2	6,3	6,3		1,5	1,2	0,6	0,4	-	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		110/10	1Т	6,3	6,3		1,4	1,3	1,0	0,6	0,6	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
ЮжнЭР	Вагай	110/10	2Т	6,3																				
		110/10	1Т	6,3	6,3		1,4	1,3	0,8	0,6	0,6	-	0,00	0,00	0,00	0,00	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
ЮжнЭР	Горюново	110/10	1Т	6,3	6,3		1,4	1,3	0,7	0,9	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		110/10	2Т	6,3																				
ЮжнЭР	Декабристов	110/10/10	1Т	25	25,0		1,7	0,7	0,9	1,3	-	0,00	0,00	0,00	0,00	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7		

Наименование энергоячейки	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование Т/АТ(Т)	Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АД (или вывoda в ремонт) одного наиболее мощного Т МВА		зимний максимум 15:00 21.12.2016 г.	зимний минимум 02:00 21.12.2016 г.	летний максимум 10:00 15.06.2016 г.	летний минимум 03:00 15.06.2016 г.	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, МВА	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребности мощности, учитывающий критерии:						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА								
					по ПС	по ПС						2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022			
ЮжнЭР	Дроново	110/10/10	2Т	25			2,2	2,0	0,8	0,5	-	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	
		110/10	1Т	2,5			2,5	2,0	0,8	0,5	-	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
ЮжнЭР	Емуртла	110/35/10	1Т	10			3,7	3,1	3,8	2,8	-	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
		110/35/10	2Т	10			10,0	3,1	3,8	2,8	-	0,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
ЮжнЭР	Зиново	110/10	1Т	6,3			1,9	1,9	0,9	0,7	-	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
		110/10	2Т	6,3			6,3	1,9	0,9	0,7	-	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
ЮжнЭР	Зоново	110/10	1Т	7,5			2,3	2,2	1,2	0,9	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
		110/10	2Т	6,3			6,3	2,2	1,2	0,9	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
ЮжнЭР	Ингалника	110/35/10	1Т	6,3			1,1	1,1	0,5	0,4	-	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
		110/10	Т-1	6,3			6,3	1,1	0,5	0,4	-	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
ЮжнЭР	Калмак	110/10	1Т	6,3			0,4	0,4	0,2	0,2	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
		110/10	1Т	6,3			6,3	0,4	0,2	0,2	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
ЮжнЭР	Киево	110/10	1Т	6,3			2,7	2,4	1,2	0,7	-	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
		110/10	2Т	6,3			6,3	2,4	1,2	0,7	-	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
ЮжнЭР	Колесниково	110/10	1Т	6,3			1,2	1,3	0,5	0,4	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
		110/10	2Т	6,3			6,3	1,3	0,5	0,4	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
ЮжнЭР	Кошевая	110/10/10	1Т	25			2,5	2,7	1,1	2,0	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
		110/10/10	2Т	25			25,0	2,7	1,1	2,0	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
ЮжнЭР	Красный Яр	110/35/10	1Т	6,3			2,5	2,4	1,0	0,8	-	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
		110/35/10	2Т	6,3			6,3	2,4	1,0	0,8	-	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
ЮжнЭР	Криволукский	110/10/10	1Т	25			3,0	2,0	3,2	3,7	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
		110/10/10	2Т	25			25,0	2,0	3,2	3,7	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
ЮжнЭР	КС-11	110/10/10	1Т	63			24,3	23,4	30,8	31,1	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1
		110/10/10	2Т	63			63,0	23,4	30,8	31,1	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1	31,1
ЮжнЭР	Н-Займка	110/10	1Т	6,3			5,2	4,9	2,7	1,7	-	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
		110/10	2Т	10			6,3	4,9	2,7	1,7	-	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
ЮжнЭР	Озерки	110/10	Т-2	6,3			0,9	0,8	0,3	0,3	-	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
		110/10	Т-2	6,3			6,3	0,8	0,3	0,3	-	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9

Наименование эnerгoпoлyчeния	Наименование ПС	Уном, кВ	Наименование T/A(TT)	Шом, MBA		Mощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного T MBA	зимний максимум 15-00 21.12.2016 г.	MBA	летний минимум 02-00 21.12.2016 г.	летний максимум 10-00 15.06.2016 г.	летний минимум 03-00 15.06.2016 г.	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП, MBA	Прирост мощности для определения собственного максимума по ПС (MBA) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии: 1) фактическая набранная мощность 2) максимальная мощность по ПС после осуществления ТП; 3) коэффициент учета заявляемой мощности в собственном максимуме по ПС						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), MBA							
				2017	2018								2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022				
ЮжнЭР	Ольховка	110/10/10	1Т	25	25,0	3,6	3,6	3,9	1,3	1,9	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9		
			2Т	25																						
ЮжнЭР	Омутинка	110/35/10	1Т	15	15,0	10,5	10,5	8,7	6,5	5,3	-	1,59	0,00	0,00	0,00	0,00	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
			2Т	25																						
ЮжнЭР	Орлово	110/10	Т-1	6,3	6,3	0,6	0,6	0,6	0,5	0,4	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
			Т-2	6,3	6,3	1,4	1,2	1,1	1,0	-	0,05	0,00	-	0,05	0,00	0,00	0,00	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
ЮжнЭР	Петелино	110/10	Т-1	6,3	6,3	1,3	1,3	1,3	0,5	0,4	-	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
			Т-2	6,3	6,3																					
ЮжнЭР	Полевая	110/10	1Т	10	10,0	3,1	1,9	1,9	2,6	1,7	-	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
			2Т	10																						
ЮжнЭР	Пятково	110/10	Т-1	6,3	6,3	1,7	1,6	1,6	0,7	0,6	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
			Т-2	2,5	2,5	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
ЮжнЭР	Раздолье	110/10	1Т	2,5	2,5	1,8	1,9	1,9	0,3	1,0	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
			2Т	2,5	2,5																					
ЮжнЭР	Садовая	110/10/10	1Т	25	25,0	1,8	1,9	1,9	0,3	1,0	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
			2Т	25																						
ЮжнЭР	Сельмаш	110/10	Т-1	10	10,0	0,1	0,1	0,1	1,4	0,3	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
			Т-2	6,3	6,3	1,3	1,2	1,2	0,6	0,5	-	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
ЮжнЭР	Ст.Кавдык	110/10/10	Т-1	25	25,0	9,2	7,2	7,2	6,1	5,2	-	1,04	0,00	0,00	0,00	0,00	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
			Т-2	25	25																					
ЮжнЭР	Тюрино	110/10	Т-1	2,5	2,5	1,6	1,4	1,4	1,1	0,7	-	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
			Т-2	2,5	2,5	1,9	1,0	1,0	1,6	2,8	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
ЮжнЭР	Уково	110/10/10	1Т	10	10,0	6,5	5,3	5,3	0,8	0,5	-	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
			2Т	10	10,0	6,4	0,4	0,2	0,2	-	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
ЮжнЭР	Шипаково	110/35/10	1Т	10	10,0	6,4	5,2	5,2	2,2	1,5	-	1,47	0,00	0,00	0,00	0,00	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
			2Т	10	10,0																					

Наименование энергоячейки	Наименование ПС	Уном. кВ	Наименование Т/АТГ)		Sном, МВА	Мощность ПС с учетом АО (или вывода в ремонт) одного наиболее мощного Т. МВА		зимний максимум 15-00 21.12.2016 г.	зимний минимум 02-00 21.12.2016 г.	летний максимум 10-00 15.06.2016 г.	летний минимум 03-00 15.06.2016 г.	Расчетная максимальная мощность по ПС после осуществления ТП. МВА	Приrost мощности для определения собственного максимума по ПС (МВА) в рамках базового прогноза потребления мощности, учитывающий критерии:						Расчетный максимум по ПС (базовый прогноз), МВА						
			1Т	2Т		2017	2018						2019	2020	2021	2022	2017	2018		2019	2020	2021	2022		
ЮжнЭР	Ялуторовск	110/10	1Т	20	16,0	16,0	18,4	11,9	11,3	6,2	-	0,02	2017	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4
		110/10	2Т	16									2018	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4

Анализ текущей и перспективной (в рамках технологического присоединения) загрузки трансформаторного оборудования рассматриваемых центров питания 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, а именно:

- Ишимский энергорайон:
 - ПС 110 кВ Абатск;
- Тобольский энергорайон:
 - ПС 110 кВ Ульяновская;
- Тюменский энергорайон:
 - ПС 110 кВ Велижаны;
 - ПС 110 кВ Мичурино;
 - ПС 110 кВ Мурманская;
 - ПС 110 кВ Нижняя Тавда;
 - ПС 110 кВ Кулаково;
 - ПС 110 кВ Чермет;
 - ПС 110 кВ Тополя;
 - ПС 110 кВ Химфарм;
 - ПС 110 кВ Червишево;
 - ПС 110 кВ Ярково.

Для вышеперечисленных центров питания требуется разработка мероприятий по разгрузке трансформаторного оборудования.

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.

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 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 (ЗТ был установлен в 1999 году и используется в ремонтных и послеаварийных схемах при отключении 1(2)Т для исключения ограничений потребителей, нагрузка согласно зимнего контрольного замера 2016 года – 28,2 МВА) и исключения ограничения потребителей мощность вновь устанавливаемых трансформаторов 1Т и 2Т рекомендуется принять 40 МВА и предусмотреть демонтаж ЗТ.

2.10.2 Тюменский энергорайон

Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь и ВЛ 110 кВ Ожогоно – Мурманская I, II цепь с образованием ЛЭП 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная (Мурманская) – Ожогоно

Срок эксплуатации тупиковой двухцепной ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь составляет 55 лет, а срок эксплуатации двухцепной ВЛ 110 кВ Ожогоно – 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 Ожогоно – Новотехническая (Мурманская) I, II цепь, связанные с коррозией металла опор, грозотросса, 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 (15 – 20%)).

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 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 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 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 Омутинка

На ПС 110 кВ Омутинка установлены трансформаторы мощностью 1x15 МВА (без РПН) и 1x25 МВА. Установленный на ПС 110 кВ Омутинка трансформатор 1Т ТДТГ-15000/110 выпущен в 1941 году, последний капитальный ремонт был выполнен в 2001 году. Нормативный срок эксплуатации оборудования составляет 25 лет. Срок эксплуатации превышает нормативный срок на 51 год. В связи с повышенным уровнем напряжения по стороне 10 кВ (порядка 10,9 – 11,2 кВ) и отсутствия РПН, имеется недостаточный диапазон регулирования ПБВ при эксплуатации (при этом изменение положения ПБВ возможно только с отключением трансформатора).

В настоящее время маслонаполненные вводы БМТ-110 с заводским чертежом № 121-0-0 находятся на контроле по тангенсу и ёмкости изоляции. В соответствии с Актом технического обследования оборудования № 9 от 14.07.2016 выявлены дефекты силового трансформатора, разъединителей 110 кВ, выключателей 110 кВ, ТН 110 кВ, выключателей 35 кВ (у существующего оборудования превышен нормативный срок эксплуатации). Учитывая вышесказанное, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Омутинка с заменой трансформатора 1x15 МВА на новый. При этом мощность вновь устанавливаемого трансформатора рекомендуется принять 25 МВА с уточнением при проектировании.

ПС 110 кВ Ялutorовск

На ПС 110 кВ Ялutorовск 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 превышен нормативный срок эксплуатации). Учитывая вышеизложенное, рекомендуется к реализации мероприятие по реконструкции ПС 110 кВ Ялutorовск с заменой существующего трансформатора 1x20 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 (1x2,5 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 превышен нормативный срок эксплуатации).

Учитывая вышесказанное, рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Тютрино с заменой трансформатора 1x2,5 МВА. Мощность устанавливаемого трансформатора рекомендуется принять 6,3 МВА с уточнением при проектировании.

2.11 Перечень планируемых к строительству (реконструкции) и выводу из эксплуатации электросетевых объектов 110 кВ и выше Единый перечень электросетевых объектов на 2017 – 2022 гг. по 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 2017 – 2022 гг в Тюменской области

№	Наименование	Параметры ⁶	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
1	Реконструкция ПС 110 кВ Ярково	2x16 МВА	2017	Ликвидация превышений ДДТН при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов)

⁶ Параметры рекомендуемых мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше подлежат уточнению в рамках отдельного проектирования

№	Наименование	Параметры ⁶	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
2	Реконструкция ПС 110 кВ Червишево	2x16 МВА	2017	Ликвидация превышений ДДТН при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов)
3	Реконструкция ПС 110 кВ Нижняя Тавда и питающей ВЛ-110 кВ	2x16 МВА 50 км	2017	Ликвидация превышений ДДТН при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов)
4	Реконструкция ПС 110 кВ Химфарм	2x10 МВА	2017	Ликвидация превышений ДДТН при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов)
5	Реконструкция ПС 110 кВ Мичурино	2x16 МВА	2017	Ликвидация превышений ДДТН при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов)
6	ПС 110 кВ Абатск	Замена 6,3 МВА на 10 МВА	2017	Ликвидация превышения ДДТН 2Т (6,3 МВА) ПС 110 кВ Абатск при отключении 1Т (10 МВА) ПС 110 кВ Абатск
7	ПС 110 кВ Кулаково	2x16 МВА	2017	Ликвидация превышений ДДТН при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов)
8	ПС 110 кВ Чермет	Замена 6,3 МВА на 16 МВА	2017	Ликвидация превышений ДДТН 1Т (6,3 МВА) ПС 110 кВ Чермет при отключении 2Т (16 МВА) ПС 110 кВ Чермет
9	ПС 110 кВ Мурманская	2x40 МВА	2017	Ликвидация превышений ДДТН при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов)
10	ПС 110 кВ Велижаны	2x16 МВА	2017	Ликвидация превышений ДДТН при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов)
11	ПС 110 кВ Ульяновская	Замена 6,3 МВА на 10 МВА	2017	Ликвидация превышений ДДТН при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме (отключение одного из трансформаторов).
12	Строительство ПС 110 кВ Причал с отпайками от ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Тюмень I, II цепь	2x1.4 км 2x40 МВА	2017 (2018)	Технологическое присоединение потребителей ПАО «СУЭНКО»
13	Реконструкция ПС 110 кВ Озерки	Установка второго трансформатора 6,3 МВА	2017	Не обеспечивается категория надежности электроснабжения. Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования
14	Реконструкция ПС 110 кВ Упорово	Установка второго трансформатора 10 МВА	2017	Не обеспечивается категория надежности электроснабжения. Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования

№	Наименование	Параметры ⁶	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
15	Реконструкция ПС 110 кВ Буньково	Установка второго трансформатора 6,3 МВА	2017	Не обеспечивается категория надежности электроснабжения. Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования
16	Реконструкция ПС 110 кВ Омутинка	Замена 1х15 МВА на 1х25 МВА	2017	Ограниченный срок эксплуатации ввиду неудовлетворительного технического состояния оборудования
17	Реконструкция ПС 110 кВ Ялutorовск	Замена 1х20 МВА на 1х25 МВА	2017	Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования
18	Реконструкция ПС 110 кВ Тютрино	6,3 МВА	2017	Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования
19	Реконструкция ПС 110 кВ Тобольская	Замена 3х25 МВА на 2х40 МВА	2017	Превышен нормативный срок эксплуатации оборудования и неудовлетворительное состояние оборудования
20	Строительство ПС 110 кВ Молодежная с двухцепной ВЛ 110 кВ	2х16 МВА 13 км	2018	Ликвидация превышений ДДТН 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
21	Реконструкция ПС 110 кВ ЖБИ	Замена 2х10 МВА на 2х25 МВА	2018	Технологическое присоединение промышленного парка п. Богадинский Тюменского района
22	ПС 220 кВ Лянтинская на Усть-Тегусском месторождении	2х125 МВА	2018	Технологическое присоединение электроустановок ООО «РН-Уватнефтегаз»
23	ПС 220 кВ Пихтовая на Тямкинском месторождении	2х63 МВА УШР 2х63 Мвар	2018	
24	ВЛ 220 кВ от ПС 500 кВ Демьянская до ПС 220 кВ Пихтовая I, II цепь	2х179 км	2018	
25	ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ Лянтинская до ПС 220 кВ Пихтовая I, II цепь	2х139 км	2018	
26	ПС 220 кВ Протозановская на Протозановском месторождении	2х63 МВА	2018	
27	Заходы одной цепи ВЛ 220 кВ Лянтинская – Пихтовая I, II цепь на ПС 220 кВ Протозановская	2х2,57 км	2018	

№	Наименование	Параметры ⁶	Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
28	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	Технологическое присоединение электроустановок ООО «РН-Уватнефтегаз»
29	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	Технологическое присоединение электроустановок ООО «РН-Уватнефтегаз»
30	Сооружение ПС 110 кВ СИБИНТЭК	2x10 МВА	2018	Технологическое присоединение электроустановок «ПИТ «СИБИНТЭК»
31	Строительство одноцепной КВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Снежная – КС-7 до вновь сооружаемой ПС 110 кВ СИБИНТЭК	16 км	2018	
32	ПП 500 кВ Тобол с заходами ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская и заходами ВЛ 500 кВ Тюмень – Нелым	2x6,7 км 2x0,4 км	2018	
33	ВЛ 500 кВ ПП Тобол – ПС 500 кВ Полимер (ЗапСиб)	4x0,5 км	2018	Присоединение нового производства ООО «Западно-Сибирский Нефтехимический комбинат»
34	ПС 500 кВ Полимер (ЗапСиб)	4x250 МВА	2018	
35	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»
36	Комплексная реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Центральная I, II цепь и ВЛ 110 кВ Ожогоино – Новотехническая (Мурманская) I, II цепь сооружение КЛ Мурманская-Центральная		2020 (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 01.04.2017. 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 2017 – 2022 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 2017 – 2022 гг.

Класс напряжения	2017		2018		2019		2020		2021		2022	
	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км
500 кВ	–	–	1 000,0	25,0	–	–	–	–	–	–	–	–
220 кВ	376,0	640,5	502,0	30,6	–	–	–	–	126,0	240,0	–	–
110 кВ	240,5	2,8	305,8	31,4	37,6	22,4	80,0	14,0	–	–	10,0	–

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 2017 – 2022 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 2017 – 2022 гг.

Класс напряжения	2017		2018		2019		2020		2021		2022	
	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км
35 кВ	6	–	10,0	–	–	–	–	–	–	–	–	–
10 кВ	41,7	180,2	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 в энергосистеме Тюменской области отсутствуют генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии. В срок до 2022 года строительство и ввод в эксплуатацию данных генерирующих объектов не планируется.

4. Схема размещения объектов электроэнергетики Тюменской области на 2018 – 2020 годы

СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2018-2022 годы
Карта-схема электростанций и электрических сетей 35 кВ и выше Тюменской области.

