

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ,
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО И ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО
АВТОНОМНЫХ ОКРУГОВ

КНИГА 1

ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	16
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	16
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	25
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	25
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	25
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	25
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	26
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	27
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	27
3.2 Прогноз потребления электрической энергии.....	29

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	30
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	32
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	34
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	34
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Тюменской области.....	34
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	37
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	39
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	41
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	42
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	43
7.1	Основные подходы.....	43
7.2	Исходные допущения.....	44
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	48
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	48
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	50
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	52
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	53
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	54
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии	56

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АТ	–	автотрансформатор
АТГ	–	автотрансформаторная группа
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МП	–	муниципальное предприятие
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
МЭС	–	магистральные электрические сети
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха

ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор
ЦП	–	центр питания
ШР	–	шунтирующий реактор
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
S	–	полная мощность
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на 2024–2029 годы» состоит из трех книг:

- книга 1 «Тюменская область»;
- книга 2 «Ханты-Мансийский автономный округ – Югра»;
- книга 3 «Ямало-Ненецкий автономный округ».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики по Тюменской области энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Тюменской области на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

При разработке материалов сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

На основании расчета капитальных вложений на реализацию перспективных мероприятий по развитию электрических сетей выполнена оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ и обслуживает территорию трёх субъектов Российской Федерации – Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра и Ямало-Ненецкий автономный округ.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

– филиал ПАО «Россети» – МЭС Урала – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа;

– АО «Россети Тюмень» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа;

– АО «Сибирско-Уральская энергетическая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тюменской области;

– структурное подразделение филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Свердловская дирекция по энергообеспечению – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа;

– ПАО «Сургутнефтегаз» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– ООО «РН-Юганскнефтегаз» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– АО «Горэлектросеть» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– АО «ЮРЭСК» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– ООО «МегионЭнергоНефть» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– ООО «Сургутские городские электрические сети» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– АО «ЮТЭК-РС» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– МУП «СРЭС» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– МП «ХМГЭС» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов связана с энергосистемами:

– Свердловской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт.;

– Курганской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт.;

– Омской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Омское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

– Красноярского края и Республики Тыва (Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Томской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт., ВЛ 35 кВ – 4 шт., ВЛ 6 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории Тюменской области, с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Тюменской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ООО «ЗапСибНефтехим»	289,0
ООО «РН-Уватнефтегаз»	230,0
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	172,0
АО «Транснефть-Сибирь»	142,0 ¹⁾
Энергосистема «Западная Сибирь» ПАО «Фортум»	126,0
Более 50 МВт	
Филиал «Свердловская железная дорога» ОАО «РЖД»	82,0
Филиал ООО «УМК-Сталь»- «Металлургический завод «Электросталь Тюмени»	62,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 10 МВт	
Филиал ООО «РУСИНВЕСТ»-«ТНПЗ»	44,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, на 01.01.2023 составила 2269,0 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, доля ТЭС составляет 100 %.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с указанием фактической установленной мощности представлен в приложении А.

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (присоединение)	
Всего	2266,4	–	–	–	2,6	2269,0
ТЭС	2266,4	–	–	–	2,6	2269,0

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области приведена в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
<i>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	92429	93596	86098	89909	92850
Годовой темп прироста, %	-1,99	1,26	-8,01	4,43	3,27
Максимум потребления мощности, МВт	12328	12291	12303	12257	12507

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Годовой темп прироста, %	-1,44	-0,30	0,10	-0,37	2,04
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7497	7615	6998	7335	7424
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	25.12 15:00	06.02 08:00	31.01 08:00	30.12 15:00	30.12 16:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-29,1	-35,3	-25,8	-26,5	-30,3
<i>Тюменская область</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13647	14502	14923	16311	16215
Годовой темп прироста, %	4,38	6,27	2,90	9,30	-0,59
Доля потребления электрической энергии Тюменской области в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	14,8	15,5	17,3	18,1	17,5
Потребление мощности (совмещенное) на час прохождения максимума энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, МВт	2057	1979	2134	2400	2439
Годовой темп прироста, %	7,58	-3,79	7,83	12,46	1,62
Доля потребления мощности Тюменской области в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	16,7	16,1	17,3	19,6	19,5
Число часов использования потребления мощности, ч/год	6634	7328	6993	6796	6648

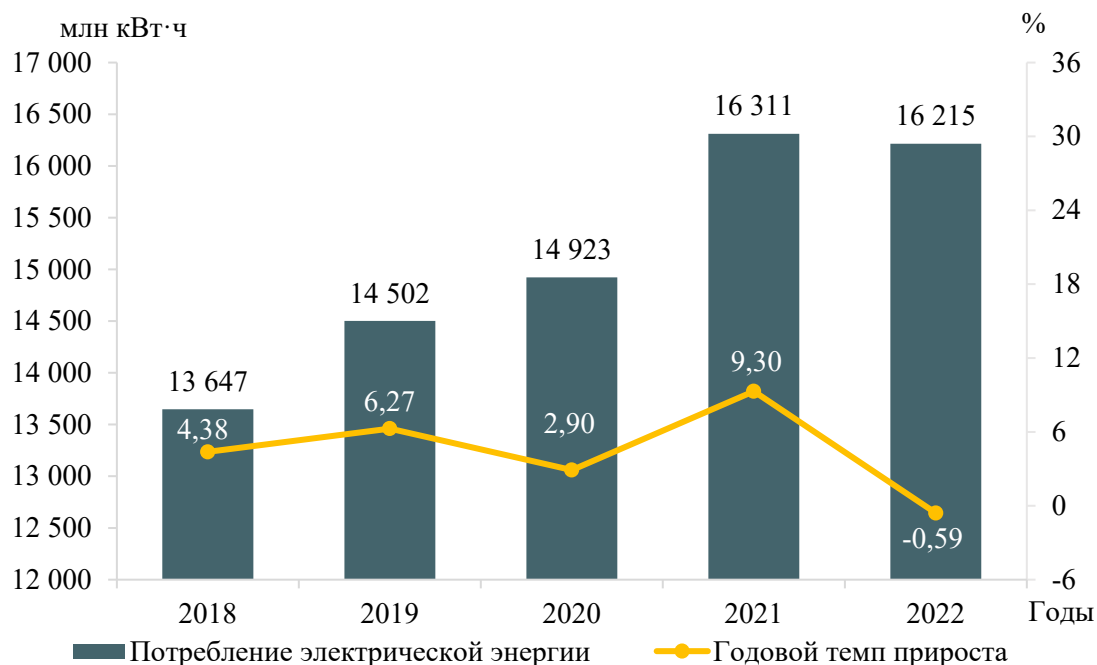


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Тюменской области и годовые темпы прироста

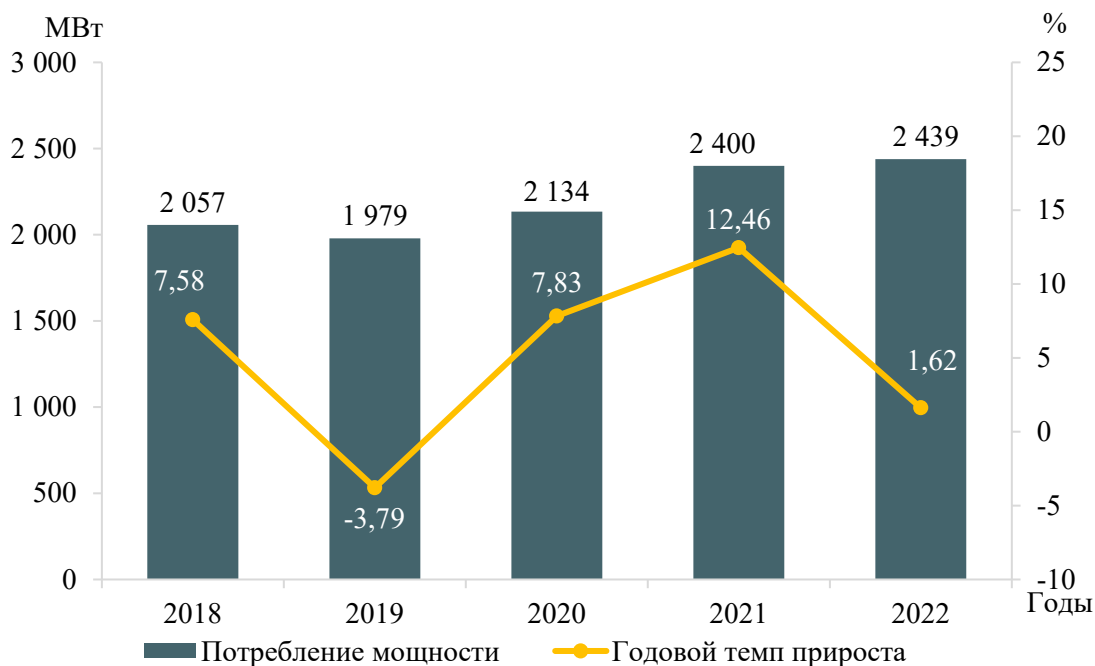


Рисунок 2 – Потребление мощности по Тюменской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов снизилось на 1458 млн кВт·ч и составило в 2022 году 92850 млн кВт·ч, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста 0,31 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,43 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 8,01 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов снизился на 1 МВт и составил 12507 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 0,01 %.

Наибольший годовой прирост мощности энергосистемы зафиксирован в 2022 году и составил 2,04 %; наибольшее снижение мощности составило 1,44 % в 2018 году. Наибольшие значения обусловлены большим различием ТНВ в зимний период.

Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов характеризуется самым плотным годовым графиком максимального потребления мощности из всех энергосистем РФ.

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии по территории Тюменской области выросло на 3141 млн кВт·ч и составило 16215 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 4,40 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,3 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2022 году и составило 0,59 %.

Доля Тюменской области в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого

автономных округов увеличилась с 14,8 % в 2018 году до 17,5 % в 2022 году (или на 2,7 процентных пункта).

За период 2018–2022 годов потребление мощности Тюменской области выросло на 527 МВт и составило 2439 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 4,99 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 12,46 % в 2021 году; наибольшее снижение мощности составило 3,79 % в 2019 году, что было обусловлено снижением потребления мощности предприятиями нефтеперерабатывающей промышленности, а также высокой ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности.

Доля Тюменской области в максимальном потреблении мощности энергосистемы за ретроспективный период увеличилась с 16,7 % до 19,5 % (или на 2,8 процентных пункта).

Годовой режим потребления электрической энергии по Тюменской области менее плотный по сравнению с режимом энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности Тюменской области обуславливалась следующими факторами:

- увеличением потребления на предприятиях по добыче полезных ископаемых;
- ростом потребления в химическом производстве;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Тюменской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Тюменской области приведен в таблице 5.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ ЗапСиб – ГПП-1 № 1	ООО «ЗапСибНефтехим»	2018	0,15 км
2	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ ЗапСиб – ГПП-1 № 2	ООО «ЗапСибНефтехим»	2018	0,17 км
3	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ ЗапСиб – ГПП-1 № 3	ООО «ЗапСибНефтехим»	2018	0,19 км
4	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ ЗапСиб – ГПП-2 № 1	ООО «ЗапСибНефтехим»	2018	1,86 км
5	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ ЗапСиб – ГПП-2 № 2	ООО «ЗапСибНефтехим»	2018	1,85 км
6	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ ЗапСиб – ГПП-2 № 3	ООО «ЗапСибНефтехим»	2018	1,86 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	500 кВ	ВЛ 500 кВ Демьянская – Тобол. Выполнение захода ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская на ПС 500 кВ Тобол с образованием двух ЛЭП: ВЛ 500 кВ Иртыш – Тобол и ВЛ 500 кВ Демьянская – Тобол	ПАО «Россети»	2018	0,45 км
8	500 кВ	ВЛ 500 кВ Иртыш – Тобол. Выполнение захода ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская на ПС 500 кВ Тобол с образованием двух ЛЭП: ВЛ 500 кВ Иртыш – Тобол и ВЛ 500 кВ Демьянская – Тобол	ПАО «Россети»	2018	0,36 км
9	500 кВ	Строительство новой ВЛ 500 кВ Тобол – ЗапСиб I цепь	ПАО «Россети»	2018	2,69 км
10	500 кВ	Строительство новой ВЛ 500 кВ Тобол – ЗапСиб II цепь	ПАО «Россети»	2018	2,69 км
11	500 кВ	Строительство новой ВЛ 500 кВ Тобол – ЗапСиб III цепь	ПАО «Россети»	2018	2,7 км
12	500 кВ	Строительство новой ВЛ 500 кВ Тобол – ЗапСиб IV цепь	ПАО «Россети»	2018	2,7 км
13	110 кВ	ВЛ 110 кВ Молодёжная – Перевалово с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Ожогино – Перевалово с отпайками на ПС 110 кВ Молодёжная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Ожогино – Молодёжная и ВЛ 110 кВ Молодёжная – Перевалово с отпайками	АО «Россети Тюмень»	2019	0,09 км
14	110 кВ	ВЛ 110 кВ Ожогино – Молодёжная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Ожогино – Перевалово с отпайками на ПС 110 кВ Молодёжная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Ожогино – Молодёжная и ВЛ 110 кВ Молодёжная – Перевалово с отпайками	АО «Россети Тюмень»	2019	0,09 км
15	110 кВ	ВЛ 110 кВ Лянтинская – Тегусская I цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Тегусская – Урненская II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Лянтинская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Лянтинская – Урненская I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Лянтинская – Тегусская I цепь	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	0,96 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
16	110 кВ	ВЛ 110 кВ Лянтинская – Тегусская II цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Тегусская – Урненская I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Лянтинская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Лянтинская – Урненская II цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Лянтинская – Тегусская II цепь	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	0,96 км
17	110 кВ	ВЛ 110 кВ Лянтинская – Урненская I цепь с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Тегусская – Урненская II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Лянтинская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Лянтинская – Урненская I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Лянтинская – Тегусская I цепь	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	0,03 км
18	110 кВ	ВЛ 110 кВ Лянтинская – Урненская II цепь с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Тегусская – Урненская I цепь с отпайками на ПС 220 кВ Лянтинская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Лянтинская – Урненская II цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Лянтинская – Тегусская II цепь	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	0,03 км
19	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Причал от ВЛ 110 кВ Тюмень – Тюменская ТЭЦ-1 №1	АО «Россети Тюмень»	2019	0,042 км
20	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Причал от ВЛ 110 кВ Тюмень – Тюменская ТЭЦ-1 №2	АО «Россети Тюмень»	2019	0,04 км
21	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Демьянская – Пихтовая I цепь	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	180,54 км
22	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Демьянская – Пихтовая II цепь	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	180,54 км
23	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Лянтинская – Пихтовая	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	139,03 км
24	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Лянтинская – Протозановская	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	86,44 км
25	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Пихтовая – Протозановская	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	57,71 км
26	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Варягская от ВЛ 110 кВ Снежная – КС-7 с отпайкой на ПС Муген	ООО «ПИТ «СИБИНТЭК»	2021	14,60 км
27	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Тобольская ТЭЦ – ГПП-3	ООО «ЗапСибНефтехим»	2021	4,41 км

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Буньково	АО «Россети Тюмень»	2018	6,3 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ ГПП-1	ООО «ЗапСибНефтехим»	2018	3×100 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ ГПП-2	ООО «ЗапСибНефтехим»	2018	3×100 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Мичурино	АО «Россети Тюмень»	2018	2×16 МВА
5	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Червишево	АО «Россети Тюмень»	2018	2×16 МВА
6	500 кВ	Строительство ПС 500 кВ ЗапСиб	ООО «ЗапСибНефтехим»	2018	4×250 МВА
7	500 кВ	Установка ШПР на ПС 500 кВ Тобол	ПАО «Россети»	2018	180 Мвар
8	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Татарка	АО «Россети Тюмень»	2019	2×10 МВА 2,5 МВА
9	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Тополя	АО «СУЭНКО»	2019	6,3 МВА
10	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Молодежная	АО «Россети Тюмень»	2019	2×25 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Причал	АО «Россети Тюмень»	2019	2×40 МВА
12	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Ярково	АО «Россети Тюмень»	2019	2×16 МВА
13	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Лянтинская	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	2×125 МВА
14	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Пихтовая	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	2×63 МВА 63 Мвар
15	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Протозановская	ООО «РН-Уватнефтегаз»	2019	2×63 МВА
16	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Варягская	ООО «ПИТ «СИБИНТЭК»	2021	2×10 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На территории Тюменской области отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов в нормальной схеме с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-10,2
	20.06.2018	18,4
2019	18.12.2019	-8,7
	19.06.2019	14,4
2020	16.12.2020	-7,1
	17.06.2020	17,1
2021	15.12.2021	-4,0
	16.06.2021	24,2
2022	21.12.2022	-15,3
	15.06.2022	18,9

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], исходя из следующих критериев:

– для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 АО «Россети Тюмень»

Рассмотрены предложения АО «Россети Тюмень» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Утяшево	110	1Т	ТДН-10000/110	110	10	1984	95	7,13	6,42	5,35	6,64	7,04	2,70	4,96	4,88	2,32	3,36	0,63
		10			10	7,13			6,42	5,35	6,64	7,04	2,70	4,96	4,88	2,32	3,36		
		110	2Т	ТДТН-10000/110	110	10	1982	93	5,23	6,60	6,78	6,97	8,99	5,47	5,22	5,09	6,90	4,62	
		10			10	5,23			6,60	6,78	6,97	8,99	5,47	5,22	5,09	6,90	4,62		
2	ПС 110 кВ Перевалово	110	1Т	ТДН-16000/110	110	16	1985	97	5,34	4,51	5,35	9,28	10,34	3,98	2,84	0,00	2,00	3,07	0
		10			16	5,34			4,51	5,35	9,28	10,34	3,98	2,84	0,00	2,00	3,07		
		110	2Т	ТДН-16000/110	110	16	1984	97	5,01	4,28	4,42	3,25	6,53	1,67	2,04	3,67	2,06	1,82	
		10			16	5,01			4,28	4,42	3,25	6,53	1,67	2,04	3,67	2,06	1,82		
3	ПС 110 кВ Чикча	110	1Т	ТДН-10000/110	110	10	2015	98	7,39	9,04	8,79	8,24	10,84	3,00	2,63	2,80	4,47	3,62	0,62
		10			10	7,39			9,04	8,79	8,24	10,84	3,00	2,63	2,80	4,47	3,62		
		110	2Т	ТДН-10000/110	110	10	2015	97	3,69	3,44	3,00	4,03	6,67	1,31	3,22	1,48	0,75	2,87	
		10			10	3,69			3,44	3,00	4,03	6,67	1,31	3,22	1,48	0,75	2,87		
4	ПС 110 кВ Молчаново	110	1Т	ТМН-6300/110	110	6,3	2015	98	4,28	5,42	5,87	5,13	5,62	0,00	3,12	2,70	2,67	2,81	0
		10			6,3	4,28			5,42	5,87	5,13	5,62	0,00	3,12	2,70	2,67	2,81		
		110	2Т	ТМН-6300/110	110	6,3	1982	91	2,51	2,59	2,54	2,76	4,99	4,07	1,32	1,22	1,31	1,30	
		10			6,3	2,51			2,59	2,54	2,76	4,99	4,07	1,32	1,22	1,31	1,30		
5	ПС 110 кВ Казарово	110	1Т	ТДН-16000/110	110	16	1983	91	6,58	9,65	4,82	12,29	10,48	3,76	2,84	3,16	5,88	12,51	0
		10			16	6,58			9,65	4,82	12,29	10,48	3,76	2,84	3,16	5,88	12,51		
		110	2Т	ТДН-16000/110	110	16	1987	95	14,13	12,63	13,03	11,86	12,93	8,44	4,44	5,20	5,57	0,00	
		10			16	14,13			12,63	13,03	11,86	12,93	8,44	4,44	5,20	5,57	0,00		
6	ПС 110 кВ Горьковка	110	1Т	ТДН-16000/110	110	16	1982	91	2,03	4,14	5,84	7,23	10,90	0,61	1,35	2,59	3,04	2,05	0
		10			16	2,03			4,14	5,84	7,23	10,90	0,61	1,35	2,59	3,04	2,05		
		110	2Т	ТДН-16000/110	110	16	2016	89	8,32	3,71	7,25	4,87	9,14	2,12	2,14	2,06	2,31	2,28	
		10			16	8,32			3,71	7,25	4,87	9,14	2,12	2,14	2,06	2,31	2,28		

Таблица 8 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Утяшево	1Т	ТДН-10000/110	1984	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-10000/110	1982	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Перевалово	1Т	ТДН-16000/110	1985	97	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДН-16000/110	1984	97	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Чикча	1Т	ТДН-10000/110	2015	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		2Т	ТДН-10000/110	2015	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ Молчаново	1Т	ТМН-6300/110	2015	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		2Т	ТМН-6300/110	1982	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Казарово	1Т	ТДН-16000/110	1983	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДН-16000/110	1987	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Горьковка	1Т	ТДН-16000/110	1982	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДН-16000/110	2016	89	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 9 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Утяшево	2022	16,03	ПС 110 кВ Утяшево	ТУ на ТП менее 670 кВт (27 шт.)			2024	1,294	0	–	0,1294	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА										
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.					
2	ПС 110 кВ Перевалово	2022	16,87	ПС 110 кВ Перевалово	СНТСН «Поселок Новокаменский»	Т13/21/1139-ДТП	19.04.2021	2024	0,5	0,75	10	0,05	19,91	19,91	19,98	19,98	19,98	19,98					
				ТУ на ТП менее 670 кВт (1618 шт.)															2024	27,356	0	–	2,7356
				ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)															2025	0,015	0	0,4	0,0015
				ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)															2026	0,66	0	6(10)	0,066
3	ПС 110 кВ Чикча	2022	17,51	ПС 110 кВ Чикча	ТУ на ТП менее 670 кВт (264 шт.)	2024	5,644	0	–	0,5644	18,11	18,11	18,11	18,11	18,11	18,11	18,11						
4	ПС 110 кВ Молчаново	2022	10,61	ПС 110 кВ Молчаново	ТУ на ТП менее 670 кВт (110 шт.)	2024	2,5025	0	–	0,2503	10,88	10,88	10,88	10,88	10,88	10,88	10,88						
5	ПС 110 кВ Казарово	2021	24,15	ПС 110 кВ Казарово	ТУ на ТП менее 670 кВт (50 шт.)	2024	1,219	0	–	0,1219	24,28	24,28	24,28	24,28	24,28	24,28	24,28						
6	ПС 110 кВ Горьковка	2022	20,04	ПС 110 кВ Горьковка	ООО «Рощинское»	18/393	28.11.2011	2024	0,909	0,389	10	0,0909	20,84	20,84	20,84	20,84	20,84	20,84					
				ТУ на ТП менее 670 кВт (318 шт.)	2024	6,658	0	–	0,6658														

ПС 110 кВ Утяшево.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 16,03 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 134 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-15,3^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

При отключении одного из трансформаторов возможен перевод нагрузки в объеме 0,63 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов составит 15,4 МВА (128 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,239 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,131 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 21.12.2022, составляет 0,055 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,006 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,03 + 0,14 + 0 - 0,63 = 15,54 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 129 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Утяшево ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Утяшево расчетный объем ГАО составит 3,54 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 15,54 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Перевалово.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 16,87 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 88 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -15,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,881 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,944 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным с 15.06.2022, составляет 21,15 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,170 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,87 + 3,11 + 0 - 0 = 19,98 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 104 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Перевалово ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Перевалово расчетный объем ГАО составит 0,78 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 19,98 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год, так как перспективная нагрузка существующих трансформаторов на 2024 год согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,87 + 3,04 + 0 - 0 = 19,91 \text{ МВА.}$$

При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 103,7 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

ПС 110 кВ Чикча.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 17,51 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 140 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -15,3 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

При отключении одного из трансформаторов возможен перевод нагрузки в объеме 0,62 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов составит 16,89 МВА (135 % от $S_{ддн}$), что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,242 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,556 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 21.12.2022, составляет 0,402 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,043 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 17,51 + 0,6 + 0 - 0,62 = 17,49 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 140 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Чикча ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Чикча расчетный объем ГАО составит 4,99 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 17,49 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×10 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Молчаново.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 10,61 МВА. При отключении трансформатора 1Т (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т (1Т) составит 140 % (135 %) от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора 1Т (2Т) при ТНВ -15,3 °С и при возможном повышенном износе изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,2).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,338 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,248 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 21.12.2022, составляет 0,165 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,018 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,61 + 0,27 + 0 - 0 = 10,88 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении трансформатора 1Т (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т (1Т) составит 144 % (138 %) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Молчаново ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае отключения трансформатора 1Т (2Т) на ПС 110 кВ Молчаново расчетный объем ГАО составит 3,32 (3,01) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 10,88 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Казарово.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 24,15 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 129 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -4,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,17.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,038 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,11 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 21.12.2022, составляет 0,181 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,019 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,15 + 0,13 + 0 - 0 = 24,28 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 130 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Казарово ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Казарово расчетный объем ГАО составит 5,56 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 24,28 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Горьковка.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 20,04 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 104 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

По данным АО «Россети Тюмень», коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -15,3 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,348 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,389 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,739 МВА). Суммарная мощность по актам на технологическое присоединение, оформленным после 21.12.2022, составляет 0,608 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,064 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,04 + 0,8 + 0 - 0 = 20,84 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 109 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Горьковка ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из

трансформаторов на ПС 110 кВ Горьковка расчетный объем ГАО составит 1,64 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 20,84 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже

Предложения от сетевых организаций на территории Тюменской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Предложения от сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Тюменской области, отсутствуют.

2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Мероприятия, необходимые для повышения энергобезопасности Российской Федерации.

В настоящее время электрические связи между ОЭС Сибири и ОЭС Урала представлены линиями электропередачи, проходящими по территории Республики Казахстан, ВЛ 220 кВ Аврора – Макушино, транзитом 500 кВ Курган – Витязь – Восход и нормально разомкнутым двухцепным транзитом 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – ПС 220 кВ Советско-Соснинская – ПС 220 кВ Парабель – ПС 500 кВ Томская.

В целях повышения энергобезопасности Российской Федерации целесообразно усиление электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала по территории Российской Федерации за счет строительства ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая и ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая, а также расширения РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Алтай и ПС 500 кВ Таврическая с установкой на каждой подстанции четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4×ШР-180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2028 год.

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России
Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Тюменской области приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Тюменской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 1 АТГ 500/220/10 кВ и 2 АТГ 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) на два автотрансформатора мощностью 501 МВА каждый с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой двух ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с выполнением перезавода ВЛ 500 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 6,4 км	2×3×167+ 167 МВА 6,4 км 2×180 Мвар	2028	ПАО «Россети»
	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 3АТ 220/110/6 кВ и 5АТ 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и автотрансформатора 4АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, с установкой УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,3 км	2×200 МВА 4,3 км 1×100 Мвар		
	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 110 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,7 км	2×63 МВА 2×25 МВА 4,7 км		

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В таблице 11 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Тюменской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 11 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Тюменской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	ООО «РН-Уватнефтегаз» (расширение производства)	ООО «РН-Уватнефтегаз»	126,0	86,9	220	2026	ПС 500 кВ Демьянская
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
2	Строительство промышленного парка (п. Богандинский)	АО «АИРТО»	0,0	5 5 15,3	0,4	2023 2024 2025	ПС 110 кВ ЖБИ

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	93837	94988	97444	99744	101323	103114	105244
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1151	2456	2300	1579	1791	2130
Годовой темп прироста, %	–	1,23	2,59	2,36	1,58	1,77	2,07
<i>Тюменская область</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	16220	16832	16965	17101	17192	17842	18233
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	612	133	136	91	650	391
Годовой темп прироста, %	–	3,77	0,79	0,80	0,53	3,78	2,19
Доля потребления электрической энергии Тюменской области в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	17,3	17,7	17,4	17,1	17,0	17,3	17,3

Потребление электрической энергии по энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется на уровне 105244 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,81 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется в 2025 году и составит 2456 млн кВт·ч или 2,59 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2024 году и составит 1151 млн кВт·ч или 1,23 %.

Потребление электрической энергии по территории Тюменской области прогнозируется на уровне 18233 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,69 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Тюменской области прогнозируется в 2024 году и составит 650 млн кВт·ч или 3,78 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2027 году и составит 91 млн кВт·ч или 0,53 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Тюменской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 11.

Изменение динамики потребления электрической энергии по Тюменской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 3.

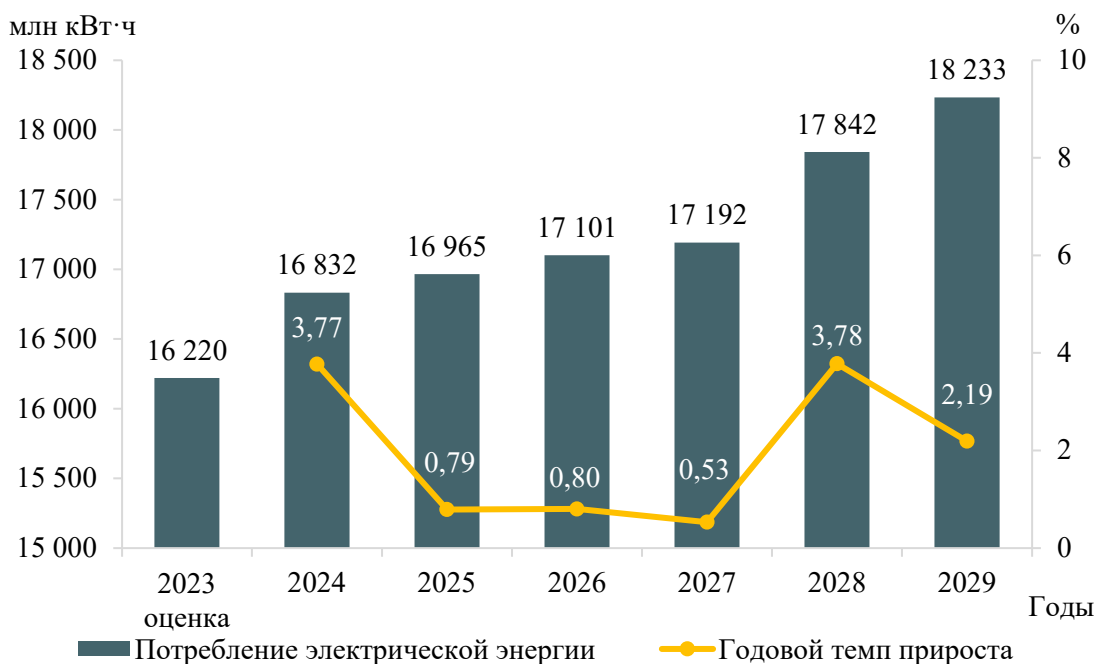


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии Тюменской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии Тюменской области обусловлена следующими основными факторами:

- увеличением потребления на действующих промышленных предприятиях, наибольший прирост ожидается на нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих производствах;
- вводом нового промышленного парка;
- строительством объектов жилья.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности на территории Тюменской области энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Тюменской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	12874	13012	13260	13510	13647	13837	14078
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	138	248	250	137	190	241
Годовой темп прироста, %	–	1,07	1,91	1,89	1,01	1,39	1,74
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7289	7300	7349	7383	7425	7452	7476
<i>Тюменская область</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	2457	2485	2495	2565	2527	2574	2639
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт	2440	2429	2441	2510	2474	2520	2584
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	28	10	70	-38	47	65
Годовой темп прироста, %	–	1,14	0,40	2,81	-1,48	1,86	2,53
Доля потребления мощности Тюменской области в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	19,0	18,7	18,4	18,6	18,1	18,2	18,4
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6602	6773	6800	6667	6803	6932	6909

Максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов к 2029 году прогнозируется на уровне 14078 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,71 %.

Наибольший годовой прирост мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется в 2026 году и составит 250 МВт или 1,89 %; наименьший годовой прирост мощности ожидается в 2027 году и составит 137 МВт или 1,01 %.

Энергосистема является самой плотной по годовому режиму электропотребления и к 2029 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 7476 ч/год.

В период 2024–2029 годов на территории Тюменской области прогнозируется рост максимума потребления мощности до значения 2639 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,82 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 70 МВт или 2,81 %, что обусловлено строительством жилищных комплексов; снижение мощности ожидается в 2027 году и составит 38 МВт или 1,48 %.

Годовой режим потребления электрической энергии на территории Тюменской области разуплотненнее, чем в целом по энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, и прогнозируется в 2029 году на уровне 6909 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности Тюменской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

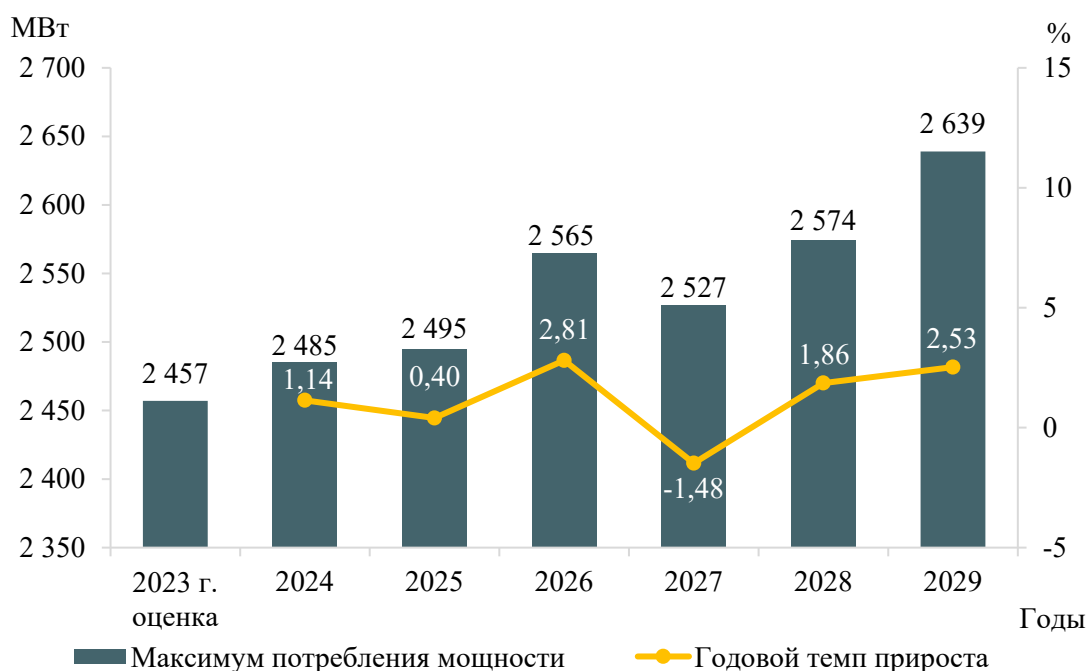


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности Тюменской области и годовые темпы прироста

3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 20 МВт на Тюменской ТЭЦ-2.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, в 2029 году составит 2289 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов,

расположенных на территории Тюменской области, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, представлена в таблице 14. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, представлена на рисунке 5.

Таблица 14 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, МВт

Наименование	2023 г. (оρίζается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	2269	2269	2269	2289	2289	2289	2289
ТЭС	2269	2269	2269	2289	2289	2289	2289

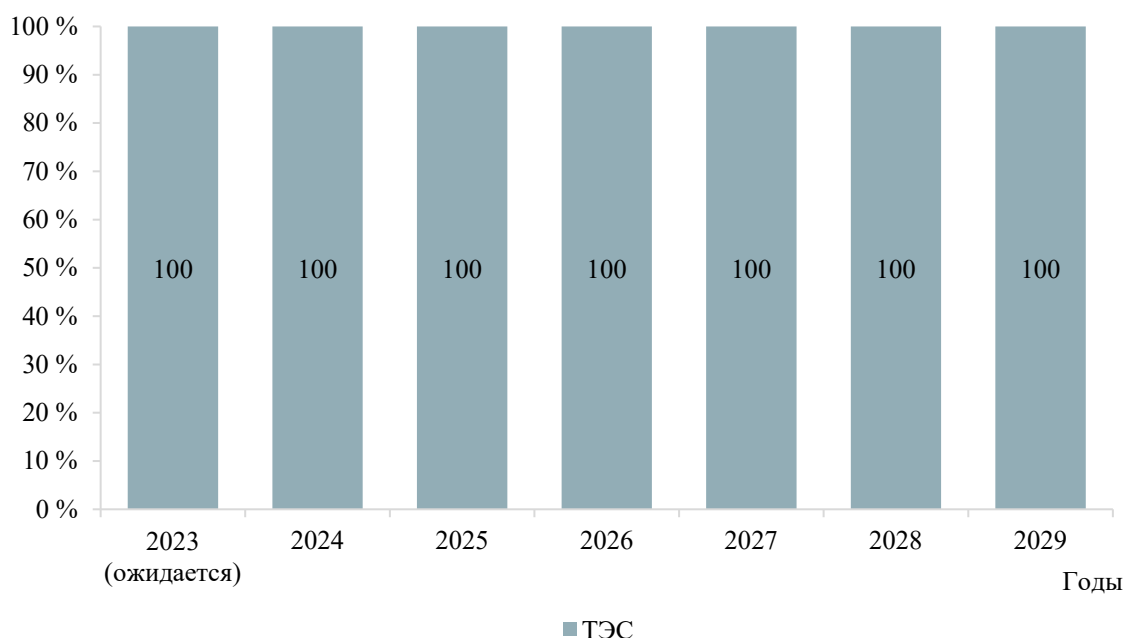


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы

4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Тюменской области не требуются.

4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Тюменской области

В таблице 15 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Тюменской области.

Таблица 15 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Тюменской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ПС 220 кВ Лянтинская с установкой третьего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА, двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая, двух УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар каждый	ООО «РН-Уватнефтегаз»	220	МВА	–	–	–	1×125	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РН-Уватнефтегаз» ¹⁾	ООО «РН-Уватнефтегаз»	126	86,9
	110		Мвар	–	–	–	2×25 2×25	–	–	–	100					
	220		км	–	–	–	2×4 0,1	–	–	–	8,1					
	110		Мвар	–	–	–	2×25 2×25	–	–	–	100					
	110		Мвар	–	–	–	2×25 2×25	–	–	–	100					
2	Реконструкция ПС 220 кВ Гольшманово с заменой трансформатора 1Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Руском»	ООО «Руском»	–	7,418
3	Реконструкция ПС 110 кВ ЖБИ с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Управляющая компания «Индустриальные парки Тюменской области»	АО «Управляющая компания «Индустриальные парки Тюменской области»	–	15,3
4	Реконструкция ПС 110 кВ Маслово с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ЗапСибНефтехим»	ООО «ЗапСибНефтехим»	–	4,1

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
5	Реконструкция ПС 110 кВ Тополя с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «СУЭНКО»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «Сибинвестагент»	ЗАО «Сибинвест-агент»	–	4,91 3,742 3,596 3,279 3,257 3,218 2,311 2,214 2,126 1,761 1,743 1,453 0,722

Примечание – ¹⁾ Мероприятие по реконструкции ВЛ 220 кВ Луговая – Сотник-1 – на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	
1	Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая ориентировочной протяженностью 600 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	600	–	600	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	
2	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 1 АТГ 500/220/10 кВ и 2 АТГ 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) на два автотрансформатора мощностью 501 МВА каждый с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с выполнением перезавода ВЛ 500 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 6,4 км	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2×3×167 + 167	–	1002+167	Реновация основных фондов	
				км	–	–	–	–	–	6,4	–	6,4		
				Мвар	–	–	–	–	–	2×180	–	360		
	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 3АТ 220/110/6 кВ и 5АТ 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и автотрансформатора 4АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, с установкой УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,3 км		220	МВА	–	–	–	–	–	–	2×200	–		400
				км	–	–	–	–	–	–	4,3	–		4,3
				Мвар	–	–	–	–	–	–	1×100	–		100
	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 110 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,7 км		110	МВА	–	–	–	–	–	–	2×63 2×25	–		176
				км	–	–	–	–	–	–	4,7	–		4,7

4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Утяшево с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Чикча с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью каждый 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Молчаново с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Казарово с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Горьковка с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
6	Реконструкция ПС 110 кВ Перевалово с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети Тюменской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию проектов представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [3]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

В регионах Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа и Курганской области (далее – рассматриваемые субъекты) оценка тарифных последствий выполнена без региональной дифференциации, на данных территориях исполнительным органом власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов принято единое решение по установлению единых (котловых) тарифов на передачу электрической энергии по сетям.

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

– сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;

– сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территориях рассматриваемых регионов осуществляют свою деятельность 38 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является АО «Россети Тюмень» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 63 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъектов и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО рассматриваемых субъектов на прогнозный период включает в себя:

– НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

– затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

– НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

– информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

– информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

– утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования

тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

– собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);

– заемные средства;

– государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

¹ Решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 29.11.2022.

Постановления Департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области от 29.11.2022 № 55-4.

Постановления Департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области от 29.11.2022 № 37.

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/ЕВИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год распоряжением Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 29.11.2022 № 33 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО рассматриваемых субъектов, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в рассматриваемых регионах, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии рассматриваемых субъектов по тарифному решению	3 %	5 %	5 %	5 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,9 %	1,8 %	1,4 %	0,9 %	0,8 %	0,3 %

7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа основной ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы.

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для рассматриваемых регионов представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для рассматриваемых регионов (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	11942	12695	11878	10297	10297	10297
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	687	720	639	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	15330	14238	10784	13013	13013	13013

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений,

предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 21 и на рисунке 6.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 21 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	113,5	119,9	126,0	132,4	137,2	142,1
НВВ	млрд руб.	113,9	120,1	124,4	127,3	131,5	135,8
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,5	0,3	-1,6	-5,1	-5,7	-6,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3
Среднегодовой темп роста	%	–	104	104	104	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2
Среднегодовой темп роста	%	–	104	102	101	103	103
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,01	0,004	-0,03	-0,08	-0,09	-0,10

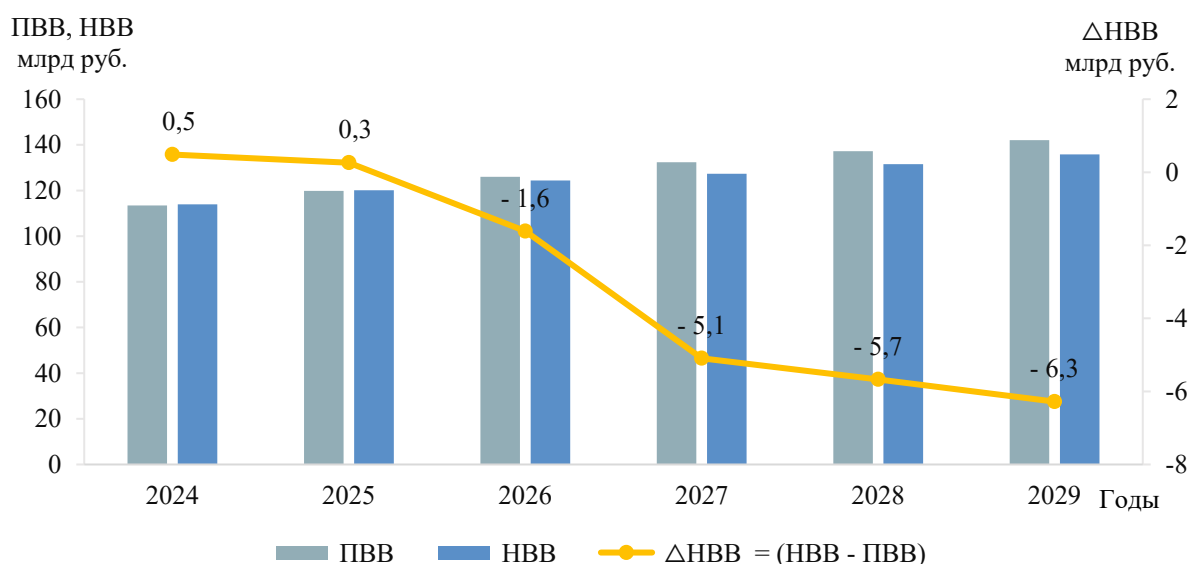


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 21, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

– сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за 2024–2029 годы составляет 4,8 и 12,1 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

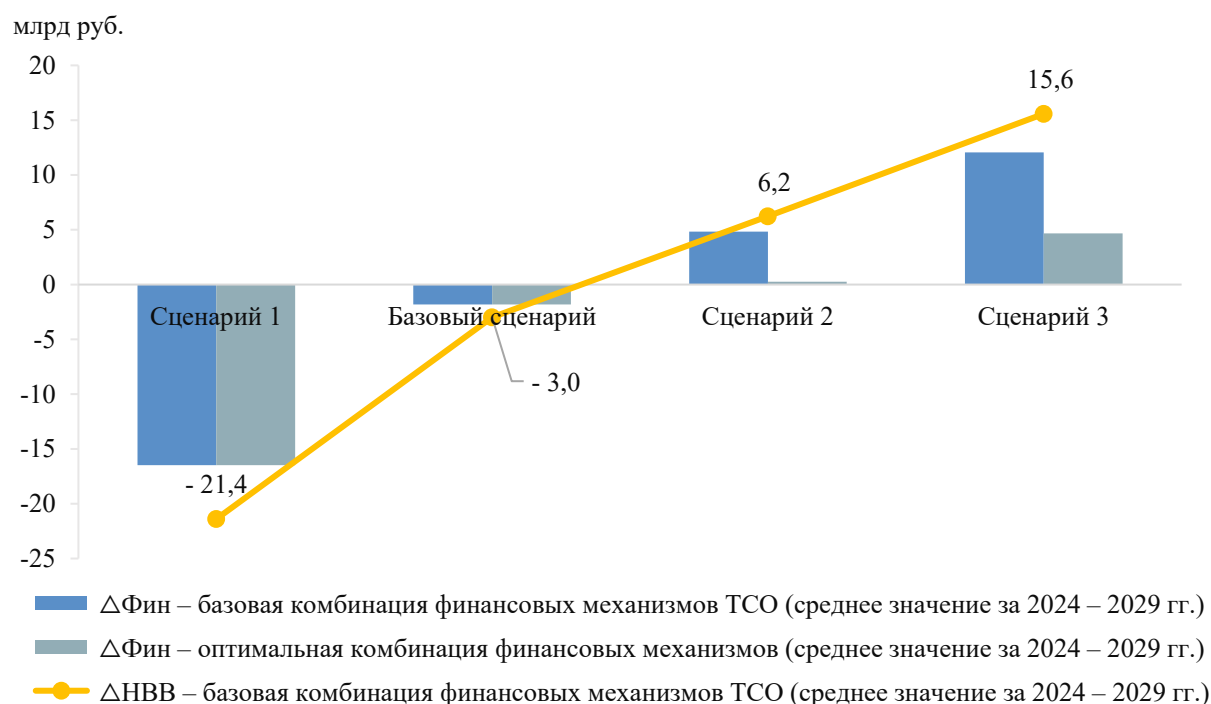


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территориях рассматриваемых субъектов

Результаты оценки снижения (ликвидации) дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	5 %	5 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	20 %	35 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций за счет изменения финансовых механизмов в сценарии 2 и в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) за счет увеличения доли бюджетного финансирования (таблица 22).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Тюменской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Тюменской области, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

– выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

– сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии на территории Тюменской области энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов оценивается в 2029 году в объеме 18233 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,69 %.

Потребление мощности на территории Тюменской области энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов к 2029 году увеличится и составит 2639 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,82 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности на территории Тюменской области энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6667–6932 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 20 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Тюменской области, в 2029 году составит 2289 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Тюменской области в рассматриваемый перспективный период, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 163,5 км, трансформаторной мощности 2256,3 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 24.08.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 24.08.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, территория Тюменской области														
Тюменская ТЭЦ-1	ПАО «Фортум»													
		1	ПГУ	Газ, мазут	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0		
		2	ПГУ		209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	
		5	T-100-130		94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	
		6	T-100-130		94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	
		7	T-94-120		94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	681,7	681,7	681,7	681,7	681,7	681,7	681,7	681,7		
Тюменская ТЭЦ-2	ПАО «Фортум»													
		1	T-180/210-130-1	Газ, мазут	180,0	180,0	180,0	180,0	185,0	185,0	185,0	185,0	Модернизация в 2026 г.	
		2	T-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	185,0	185,0	185,0	185,0	Модернизация в 2026 г.	
		3	T-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	185,0	185,0	185,0	185,0	Модернизация в 2026 г.	
		4	K-215-130-1		215,0	215,0	215,0	215,0	220,0	220,0	220,0	220,0	Модернизация в 2026 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	755,0	755,0	755,0	755,0	775,0	775,0	775,0	775,0		
Тобольская ТЭЦ	ООО «ЗапСибНефтехим»													
		1	ПТ-135/165-130	Газ	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0		
		2	T-175/210-130		175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	
		3	P-100-130/15		103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	103,6	
		4	ПТ-140/165-130/15-2		142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	
		5	K-110-1,6		109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	109,7	
Установленная мощность, всего		–	–	–	665,3	665,3	665,3	665,3	665,3	665,3	665,3	665,3		
ГТЭС ПИИ ОАО «Газтурбосервис» (Бокс №4)	ПИИ ОАО «Газтурбосервис»													
		–	ГТУ	Газ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		–	–		–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ГТЭС «Моторостроители» (Бокс №6)	ПАО «Тюменские моторостроители»													
		1	ГТУ испыт. Стенд	Газ	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9		
Установленная мощность, всего		–	–		–	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	
ГТЭС Южно-Нюрымского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»													
		1	Д-30ЭУ-2	Газ	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0		
		2	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0		
ГТЭС Тямкинская	ООО «РН-Уватнефтегаз»													
		1	ГТЭ-8/МС	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	ГТЭ-8/МС		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ГТЭ-8/МС		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ГТЭ-8/МС		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ГПЭС Тегусская	ООО «РН-Уватнефтегаз»			Газ									
		1	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		6	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		7	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		8	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		9	QSV91-G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	
ГТЭС Тегусская	ООО «РН-Уватнефтегаз»			Газ									
		1	Taurus 60-7901S		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
		2	Taurus 60-7901S		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
		3	Taurus 60-7901S		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
		4	Taurus 60-7901S		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
		5	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		6	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		7	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		8	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		9	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		10	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		11	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		12	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		13	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		14	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
		15	Roll Royce 501 KB7		5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
16	Roll Royce 501 KB7	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1			
Установленная мощность, всего		–	–	–	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	80,1	
ТЭЦ Свеза Тюмень	ООО «СВЕЗА Тюмень»			Древесные отходы									
		1	SST-110		2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Тюменской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	Курганской области (ОЭС Урала), Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (ОЭС Урала), Омской области (ОЭС Сибири)	Курганская область, Тюменская область, Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая ориентировочной протяженностью 600 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	600	–	600	2028 ³⁾	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	38240,16	38240,16

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
2	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 1 АТГ 500/220/10 кВ и 2 АТГ 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) на два автотрансформатора мощностью 501 МВА каждый с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с выполнением перезавода ВЛ 500 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 6,4 км	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2×3×167 + 167	–	1002+167	–	Реновация основных фондов	6859,8	1471,47
			500		км	–	–	–	–	–	6,4	–	6,4					
			500		Мвар	–	–	–	–	–	2×180	–	360					
			220		МВА	–	–	–	–	–	2×200	–	400					
			220		км	–	–	–	–	–	4,3	–	4,3					
			220		Мвар	–	–	–	–	–	100	–	100					
			110		МВА	–	–	–	–	–	2×63 + 2×25	–	176					
110	км	–	–	–	–	–	4,7	–	4,7									

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
3	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Утяшево с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	165,58	165,58
4	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Чикча с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	215,02	215,02
5	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Молчаново с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	165,58	165,58

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
6	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Казарово с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	215,02	215,02
7	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Горьковка с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	215,02	215,02

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
8	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Перевалово с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	215,02	215,02

Примечания

1⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

3⁾ Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.