

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи	7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	8
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	11
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	13
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	13
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.....	13
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	13
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	19
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	19
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	19
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	19
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	20
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	21
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	21
3.2 Прогноз потребления электрической энергии.....	23

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	24
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	25
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	28
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	28
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 Тульской области.....	28
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	30
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	30
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	32
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	33
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	34
7.1	Основные подходы.....	34
7.2	Исходные допущения.....	35
7.3	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	38
7.4	Результаты оценки тарифных последствий	39
7.5	Оценка чувствительности экономических условий.....	41
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	43
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	44
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	45
	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	47

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
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
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
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
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
ТГ	–	турбогенератор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия

ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	–	центр питания
S	–	полная мощность
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Тульской области 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 Тульской 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 напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской 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 Тульской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Тульское РДУ и обслуживает территорию Тульской области.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Тульской области и владеющие объектами электросетевого хозяйства 0,4 кВ выше:

– филиал ПАО «Россети» – Приокское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Тульской, Рязанской и Калужской областей;

– филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Тулэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тульской области;

– ООО «Энергосеть» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тульской области;

– АО «Тульские городские электрические сети» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6 (10) кВ на территории Тульской области;

– ОАО «Щёкинская городская электросеть» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6 (10) кВ на территории Тульской области;

– ООО «ПромЭнергоСбыт» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6 (10) кВ на территории Тульской области;

– АО «Алексинская электросетевая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6 (10) кВ на территории Тульской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Тульской области связана с энергосистемами:

– г. Москвы и Московской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Московское РДУ): ВЛ 220 кВ – 5 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Калужской области (Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 220 кВ – 6 шт., ВЛ 110 кВ – 9 шт.;

– Рязанской области (операционная зона Филиал АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Орловской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Брянской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): КВЛ 220 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Тульской области с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Тульской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «НАК «Азот»	188,0
АО «Щекиноазот»	116,0
Более 50 МВт	
ООО ТК «Тульский»	76,0
АО «Тулачермет»	72,0
ООО «Тулачермет-Сталь»	61,0
Более 10 МВт	
ООО «ХайделбергЦемент Рус» в п. Новогуровский	35,0
ООО «Каргилл»	39,0
ООО «Проктер энд Гэмбл-Новомосковск»	16,0
ООО «Эссити»	13,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области на 01.01.2023 составила 1639,2 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Тульской 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 Тульской области, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (присоединение)	
Всего	1614,3	–	–	–	24,9	1639,2
ТЭС	1614,3	–	–	–	24,9	1639,2

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тульской области приведены в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Тульской области

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	10023	10290	10269	10799	11135
Годовой темп прироста, %	1,75	2,66	-0,20	5,16	3,11
Максимум потребления мощности, МВт	1552	1548	1577	1679	1712
Годовой темп прироста, %	0,19	-0,26	1,87	6,47	1,97
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6458	6647	6512	6432	6504
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	20.12 11:00	24.01 19:00	10.12 10:00	24.12 11:00	08.12 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-12	-15,8	-9,1	-14,2	-8,0

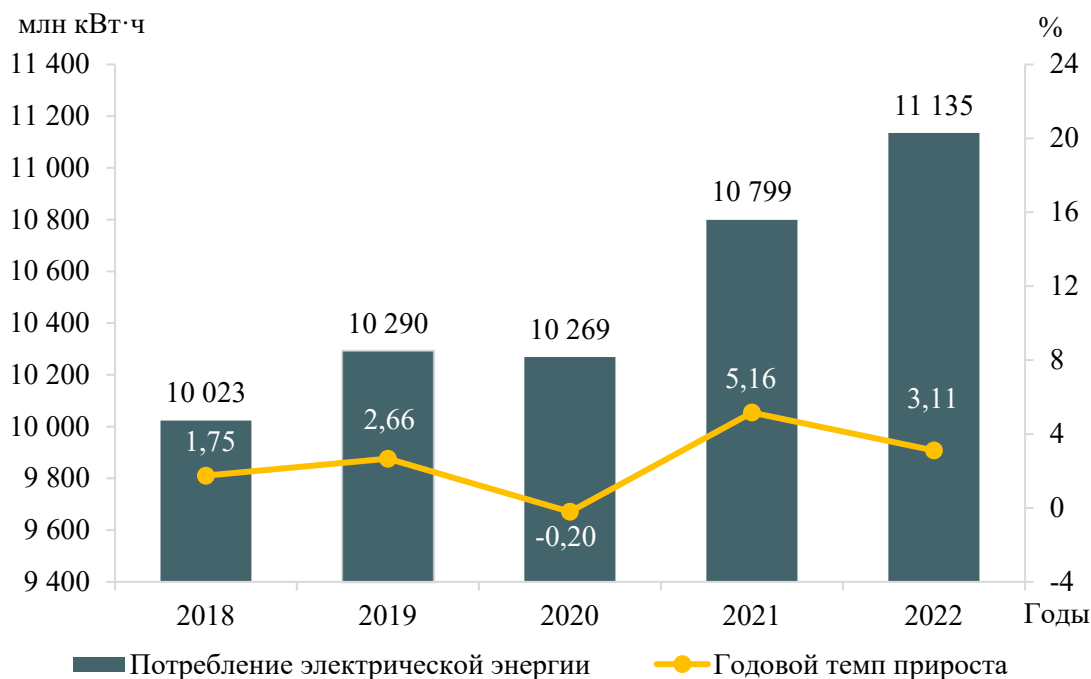


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Тульской области и годовые темпы прироста

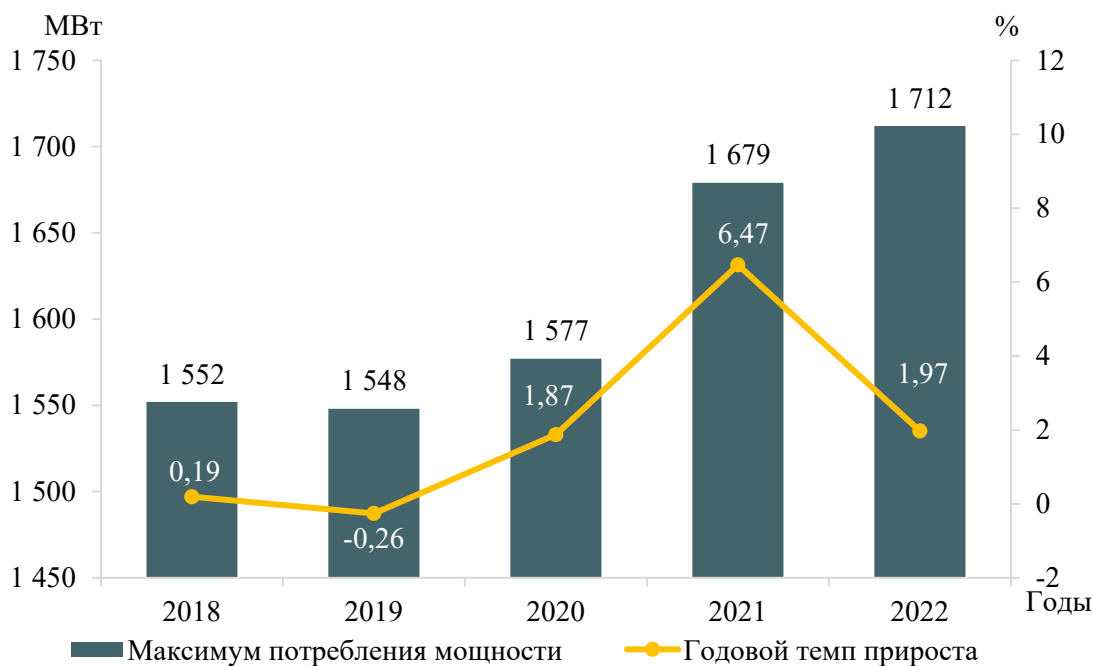


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Тульской области выросло на 1284 млн кВт·ч и составило в 2022 году 11135 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,48 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,16 % в 2021 году. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 0,20 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области вырос на 163 МВт и составил 1712 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,02 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,47 % в 2021 году; снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило 0,26 %, что было обусловлено снижением потребления мощности на собственные нужды Черепетской ГРЭС.

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

- увеличением потребления в металлургическом производстве, в том числе за счет ввода нового потребителя ООО «Тулачермет-Сталь»;
- ростом потребления в домашних хозяйствах;
- 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 Тульской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Тульской 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	220 кВ	ВЛ 220 кВ Гипсовая – Люторичи. Выполнение заходов ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Люторичи на ПС 220 кВ Гипсовая с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Гипсовая и ВЛ 220 кВ Гипсовая – Люторичи	ПАО «Россети»	2018	0,5 км
2	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Металлургическая – Сталь I цепь	ООО «Тулачермет-Сталь»	2018	3 км
3	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Металлургическая – Сталь II цепь	ООО «Тулачермет-Сталь»	2018	3 км
4	220 кВ	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Гипсовая. Выполнение заходов ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Люторичи на ПС 220 кВ Гипсовая с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Гипсовая и ВЛ 220 кВ Гипсовая – Люторичи	ПАО «Россети»	2018	0,56 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	220 кВ	ВЛ 220 кВ Тула – Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская на ПС 220 кВ Тепличная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Тула – Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская и ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тепличная	ПАО «Россети»	2020	0,69 км
6	220 кВ	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тепличная. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская на ПС 220 кВ Тепличная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Тула – Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская и ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тепличная	ПАО «Россети»	2020	0,72 км
7	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Капролактам № 1	АО «Щекиноазот»	2020	3,6 км
8	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Капролактам № 2	АО «Щекиноазот»	2020	3,6 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	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Гипсовая	ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	2018	2×16 МВА
2	220 кВ	Строительство ГПП 220 кВ Сталь	ООО «Тулачермет-Сталь»	2018	2×80 МВА 63 МВА
3	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 220 кВ Северная	ПАО «Россети»	2019	200 МВА
4	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Тепличная	ООО Тепличный комплекс «Тулский»	2020	80 МВА
5	220 кВ	Установка трансформатора Т-26 на Черепетской ГРЭС	ПАО «Интер РАО ЕЭС»	2021	40 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 Тульской 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 из нормальной схемы 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	-9,3
	20.06.2018	20,0
2019	18.12.2019	2,6
	19.06.2019	21,3
2020	16.12.2020	-3,6
	17.06.2020	22,0
2021	15.12.2021	-2,3
	16.06.2021	20,9
2022	21.12.2022	-3,2
	15.06.2022	16,2

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 ПАО «Россети Центр и Приволжье»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Центр и Приволжье» 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 нагрузочных 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 Средняя	110/6	T-1	ТДН-16/110/6	115/6,6	16	2008	93,44	5,95	5,92	6,76	5,39	6,48	4,62	7,22	6,52	6,57	5,65	0
		110/6	T-2	ТДН-10/110/6	115/6,6	10	1994	78,75	5,53	5,57	6,75	5,91	7,93	4,82	5,10	6,43	5,78	7,75	
2	ПС 110 кВ Заокская	110/35/10	T-1	ТДТН-16/110/35/10	115/38,5/11	16	1980	71,19	12,86	10,28	14,50	12,49	7,45	4,88	6,29	6,31	8,03	6,70	3,55
		110/35/10	T-2	ТДТН-16/110/35/10	115/38,5/11	16	2008	74,00	10,57	7,73	11,00	11,95	13,77	6,11	5,42	6,17	7,29	5,69	
3	ПС 110 кВ Велес	110/35/10	T-1	ТДН-16/110/10	115/11	16	2021	50,00	–	–	–	–	3,9	–	–	–	–	0,42	1,2
4	ПС 110 кВ Глебово	110/10	T-1	ТМН-6,3/110/10	115/11	6,3	1991	94,38	0,80	0,85	0,99	0,91	0,91	0,75	0,76	1,07	0,86	0,87	0

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 Средняя	T-1	ТДН-16000/110/6	2008	93,44	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДН-10000/110/6	1994	78,75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Заокская	T-1	ТДТН-16/110/35/10	1980	71,19	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16/110/35/10	2008	74,00	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Велес	T-1	ТДН-16/110/10	2021	50,00	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
4	ПС 110 кВ Глебово	T-1	ТМН-6,3/110/10	1991	94,38	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ЦП	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 и 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 Средняя	2022	14,41	ПС 110 кВ Средняя	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно			2024	0,978	0,101	–	0,0978	14,519	14,519	14,519	14,519	14,519	14,519
2	ПС 110 кВ Заокская	2020	25,50	ПС 110 кВ Заокская	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно			2024	16,614	0,451	–	1,6614	27,346	27,346	27,346	27,346	27,346	27,346
3	ПС 110 кВ Велес	2022	3,9	ПС 110 кВ Велес	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно			2024	0,107	0	–	0,0107	3,911	3,911	3,911	3,911	3,911	3,911
4	ПС 110 кВ Глебово	2020	1,07	ПС 110 кВ Глебово	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно			–	0	0	–	0	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07

ПС 110 кВ Средняя.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 14,41 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 115,28 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,978 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,109 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 14,41 + 0,109 + 0 - 0 = 14,519 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) 124,5 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Средняя ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Средняя расчетный объем ГАО составит 2,86 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью не менее 14,519 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего трансформатора Т-2 1×10 МВА на 1×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Заокская.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 25,50 МВА. В ПАР отключения одного трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 127,45 % (136,45 %) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,17 (1,25).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,55 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 (Т-2) в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) составит 21,95 МВА (117,46 % (109,75 %) от $S_{\text{ддн}}$), что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,614 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,846 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,50 + 1,846 + 0 - 3,55 = 23,80 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 119 % (127,3 %) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Заокская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 (Т-1) на ПС 110 кВ Заокская расчетный объем ГАО составит 5,11 (3,8) МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,80 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 Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

В качестве альтернативного варианта, направленного на ликвидацию перегрузки электросетевого оборудования на ПС 110 кВ Заокская и на обеспечение технологического присоединения потребителей по заключенным договорам, предлагается установка второго трансформатора на ПС 110 кВ Велес мощностью 16 МВА, строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево до ПС 110 кВ Велес и перевод части нагрузки ПС 110 кВ Заокская на ПС 110 кВ Велес.

По информации ПАО «Россети Центр и Приволжье» ПС 110 кВ Велес была приобретена с целью перераспределения существующей нагрузки по сети 10 кВ с ПС 110 кВ Заокская. На ПС 110 кВ Велес установлен один трансформатор мощностью 16 МВА.

Согласно данным в таблицах 7, фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Велес в зимний контрольный замер 2022 года составила 3,9 МВА, загрузка трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА в нормальной схеме – 19,5 % от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Велес планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,107 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,012 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка ПС 110 кВ Велес с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 3,912 МВА.

Перевод нагрузки в объеме не менее 5,112 МВА с ПС 110 кВ Заокская на ПС 110 кВ Велес позволит снизить загрузку трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Заокская.

С учетом перераспределения нагрузки с ПС 110 кВ Заокская на ПС 110 кВ Велес, перспективная расчетная нагрузка существующих трансформаторов ПС 110 кВ Заокская в ПАР составит не более 18,688 МВА, что позволит исключить мероприятия по замене трансформаторов на ПС 110 кВ Заокская с 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Перспективная расчетная нагрузка ПС 110 кВ Велес с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и перевода нагрузки с ПС 110 кВ Заокская может составить 9,024 МВА, что не превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

В таблице 10 приведено сравнение капитальных затрат на реализацию данных вариантов.

Таблица 10 – Капитальные затраты вариантов усиления сети 35–110 кВ

№ п/п	Наименование	Технические параметры	Стоимость объекта в базовых ценах. млн. руб. без НДС
1	Вариант 1		136,38
1.1	Реконструкцию ПС 110 кВ Заокская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощность 16 МВА каждый на два трансформатора 25 МВА каждый	2×25 МВА	136,38
2	Вариант 2		4,5
2.1	Реконструкция ПС 110 кВ Велес с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА и строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево до ПС 110 кВ Велес	1×16 МВА 0,2 км	4,5

На основании вышеизложенного, для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей рекомендуется: установка второго трансформатора на ПС 110 кВ Велес мощностью 16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Глебово.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2020 года и составила 1,07 МВА. На данной ПС установлен один трансформатор с высшим номинальным напряжением 110 кВ, загрузка данного трансформатора составляет 17,3 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +22,0 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,928.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Договора на технологическое присоединение к ПС 110 кВ Глебово отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующего трансформатора согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 1,07 + 0 + 0 - 0 = 1,07 \text{ МВА.}$$

Таким образом, максимальная загрузка трансформатора составит 17,3 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр и Приволжье» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Глебово с установкой второго трансформатора 1×6,3 МВА).

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 Тульской 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 сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Тульской 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

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Тульской области для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

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 энергосистемы Тульской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 11 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Тульской 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							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
1	Тепличный комплекс	ООО ТК «Тульский»	75,0	75,0	220	2024	Щекинская ГРЭС ПС 220 кВ Тула
Более 10 МВт							
1	Предприятие пищевого производства	ООО «Черкизово ТЭК»	0,0	49,0	110	2024 2025	ПС 220 кВ Звезда
2	АО «Щекиноазот» (развитие производства)	АО «Щекиноазот»	0,0	40,0	110	2023	ПС 220 кВ Яснополянская
3	ПАО «Тулачермет» (увеличение мощности)	АО «Тулачермет»	0,0	30,0	110	2024	ТЭЦ Тулачермет
4	Объекты ОАО «РЖД», ПС 220 кВ Арсенал	ОАО «РЖД»	0,0	20,7	220	2026	Каширская ГРЭС, ПС 220 кВ Химическая
5	Жилая застройка	АО «СК Внешстрой»	0,0	22,25	0,4	2024 с поэтапным набором мощности до 2029 ¹⁾	Новая ПС 110 кВ Красные ворота

Примечание – ¹⁾ Реализация инвестиционного проекта в полном объеме планируется за рамками рассматриваемого прогнозного периода.

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тульской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тульской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11350	11482	11890	12445	12736	12806	12804
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	132	408	555	291	70	-2
Годовой темп прироста, %	–	1,16	3,55	4,67	2,34	0,55	-0,02

Потребление электрической энергии по энергосистеме Тульской области к 2029 году прогнозируется на уровне 12804 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,02 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 555 млн кВт·ч или 4,67 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2029 году и составит 2 млн кВт·ч или 0,02 %.

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

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Тульской области представлены на рисунке 3.



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

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

- увеличением потребления на действующих промышленных предприятиях, наибольший рост потребления ожидается в химическом производстве – на АО «НАК «Азот» и в металлургическом комплексе – на АО «Тулачермет»;
- вводом новых потребителей;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области 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 Тульской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1760	1852	1930	1940	1952	1957	1961
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	92	78	10	12	5	4
Годовой темп прироста, %	–	5,23	4,21	0,52	0,62	0,26	0,20

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6449	6200	6161	6415	6525	6544	6529

Максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области к 2029 году прогнозируется на уровне 1961 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,96 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 92 МВт или 5,23 %, что обусловлено планируемым вводом новых объектов: АО «Тулачермет» и ООО Тепличный Комплекс «Тульский», наименьший годовой прирост ожидается в 2029 году и составит 0,20 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2029 году прогнозируется на уровне 6529 ч/год.

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

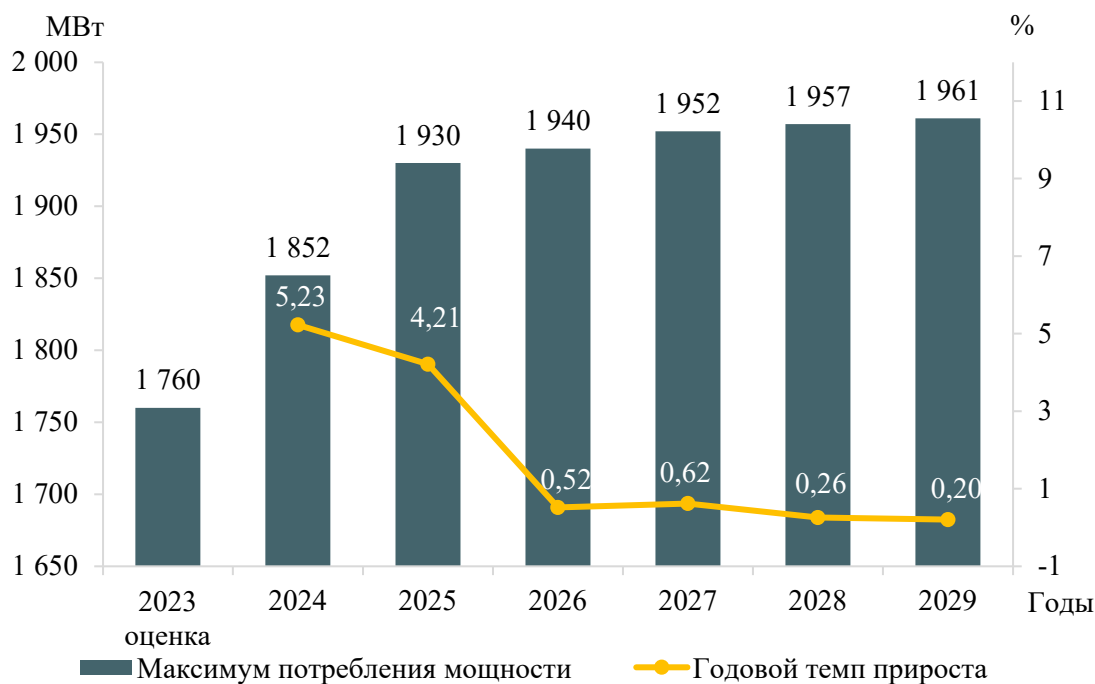


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Тульской области и годовые темпы прироста

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

Ожидаемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Тульской области в 2023 году составляют 41 МВт на ТЭС.

Изменений установленной мощности в период 2024–2029 годов за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения

мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Тульской области не планируется.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Тульской области в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Тульской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Тульской области	41	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	41 ¹⁾	–	–	–	–	–	–	–

Примечание – ¹⁾ В соответствии с приказом Минэнерго России от 11.03.2022 № 195 планируется вывод из эксплуатации ТГ-2, ТГ-3 на Алексинской ТЭЦ.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области в 2029 году составит 1598,2 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Тульской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Тульской области представлена в таблице 15. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тульской области представлена на рисунке 5.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Тульской области	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2
ТЭС	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2

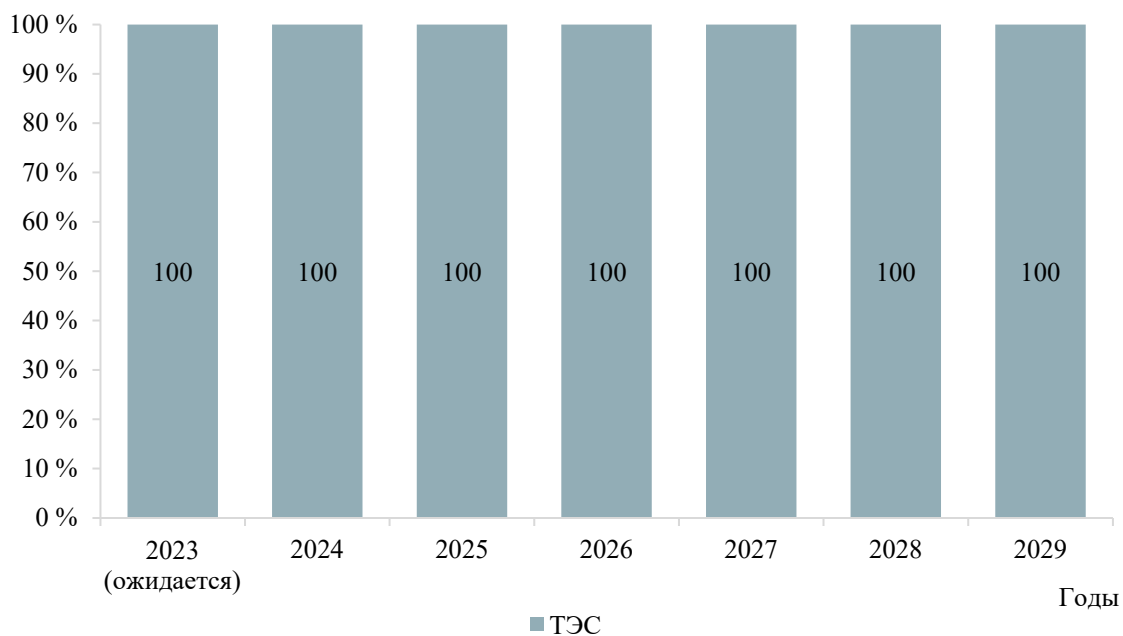


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тульской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Тульской 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 Тульской 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 Тульской области

В таблице 16 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 Тульской области.

Таблица 16 – 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 Тульской 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	Строительство ПС 220 кВ Арсенал с двумя трансформаторами 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	20,7
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 3,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×3,5	–	–	–	7,0				
2	Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	220	МВА	–	1×80	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	75	75
3	Реконструкция ТЭЦ Тулачермет с установкой трансформатора 110/6 кВ мощностью 32 МВА	ПАО «Тулачермет»	110	МВА	–	1×32	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Тулачермет»	ПАО «Тулачермет»	50	30
4	Строительство ПС 110 кВ Карбамид с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 60 МВА каждый	АО «Щекино-азот»	110	МВА	2×60	–	–	–	–	–	–	120	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Щекиноазот»	АО «Щекино-азот»	–	40
	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Яснополянская – Карбамид ориентировочной протяженностью 3 км каждая	АО «Щекино-азот»	110	км	2×3,0	–	–	–	–	–	–	6				
5	Строительство ПС 110 кВ Одом с установкой двух трансформаторов 110 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Черкизово ТЭК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Черкизово ТЭК»	ООО «Черкизово ТЭК»	–	49
	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Звезда – Одом протяженность определяется проектом	ПАО «Россети»	110	км	2×16,12	–	–	–	–	–	–	32,24				
6	Строительство ПС 110 кВ Красные ворота с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощность 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «СЗ «Внешстрой»	АО «СЗ «Внешстрой»	–	22,25
	Строительство двух отпайк от ВЛ 110 кВ Ленинская – Щегловская №1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Ленинская – Щегловская №2 с отпайкой на ПС Баташевская ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2				

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

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

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 Велес с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	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	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево до ПС 110 кВ Велес ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	0,2	–	–	–	–	–	–	0,2	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 Средняя с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	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 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 мероприятий по развитию электрической сети Тульской 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 мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) исходных данных, предоставленных ПАО "Россети Центр" письмом от 19.04.2023 № МР1-ЦА/19/1/610 «О направлении дополнительных сведений и доработанных предложений»;

2) 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

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Тульской области 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 территории Тульской области осуществляют свою деятельность 18 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Центр и Приволжье» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 77 % в суммарной НВВ сетевых организаций Тульской области).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации 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 Тульской области 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;

- формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

- 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.

¹ Постановление Комитета Тульской области по тарифам от 25.11.2022 № 50/4.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год по основным 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 по всем основным 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 по всем основным ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

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/EBITDA 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)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
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 постановлением Комитета Тульской области по тарифам от 25.11.2022 № 50/3 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Тульской области, 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 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 Тульской области, 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 Тульской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Тульской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления

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).

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 Тульской области 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	-1,1 %	1,1 %	1,5 %	1,0 %	0,6 %	0,0 %

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, учтены планы основной ТСО в соответствии с актуальным проектом корректировки инвестиционной программы. На период за горизонтом периода актуального проекта корректировки инвестиционной программы принято, что объемы капитальных вложений инвестиционной программы сохраняются в размере последнего года актуального проекта 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 Тульской области представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Тульской области (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:	2498	2340	2345	2250	2250	2250
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	248	90	95	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	3066	2887	2781	2785	2785	2785

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Тульской области 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 Тульской области 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.	15,8	16,7	17,6	18,6	19,3	20,0
НВВ	млрд руб.	17,0	17,6	18,3	18,9	19,6	20,2
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,2	0,9	0,7	0,3	0,3	0,2
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,1	3,2	3,4	3,5	3,6	3,7
Среднегодовой темп роста	%	–	105	104	104	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,3	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8
Среднегодовой темп роста	%	–	103	102	102	103	103
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,04

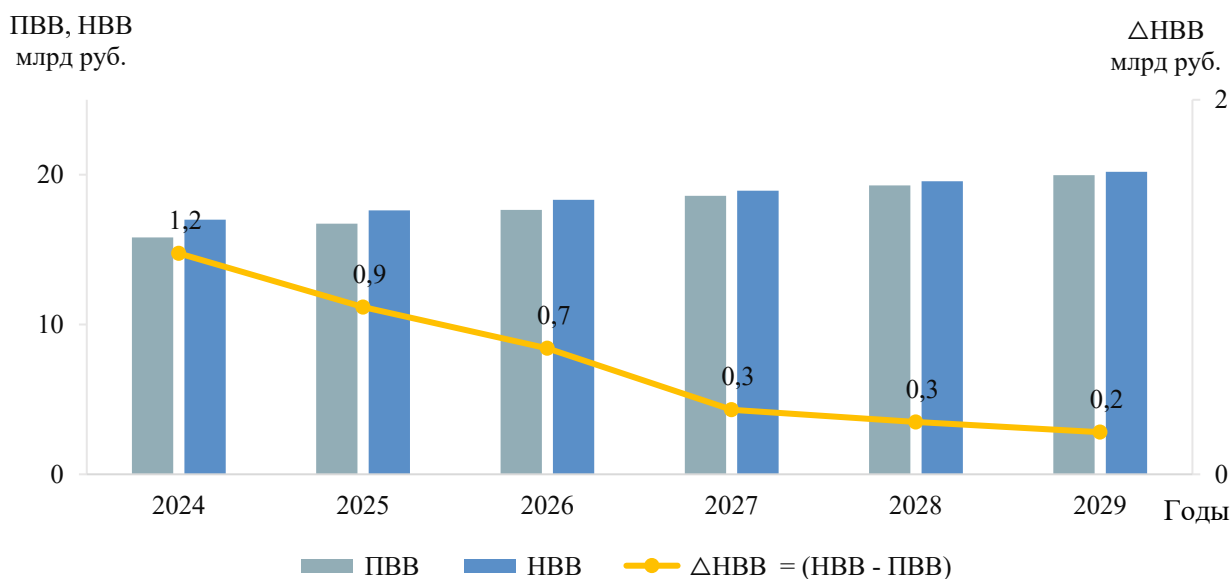


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Тульской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 21, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Тульской области 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 Тульской области 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 (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 за 2024–2029 годы составляет 1,5 и 2,6 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.

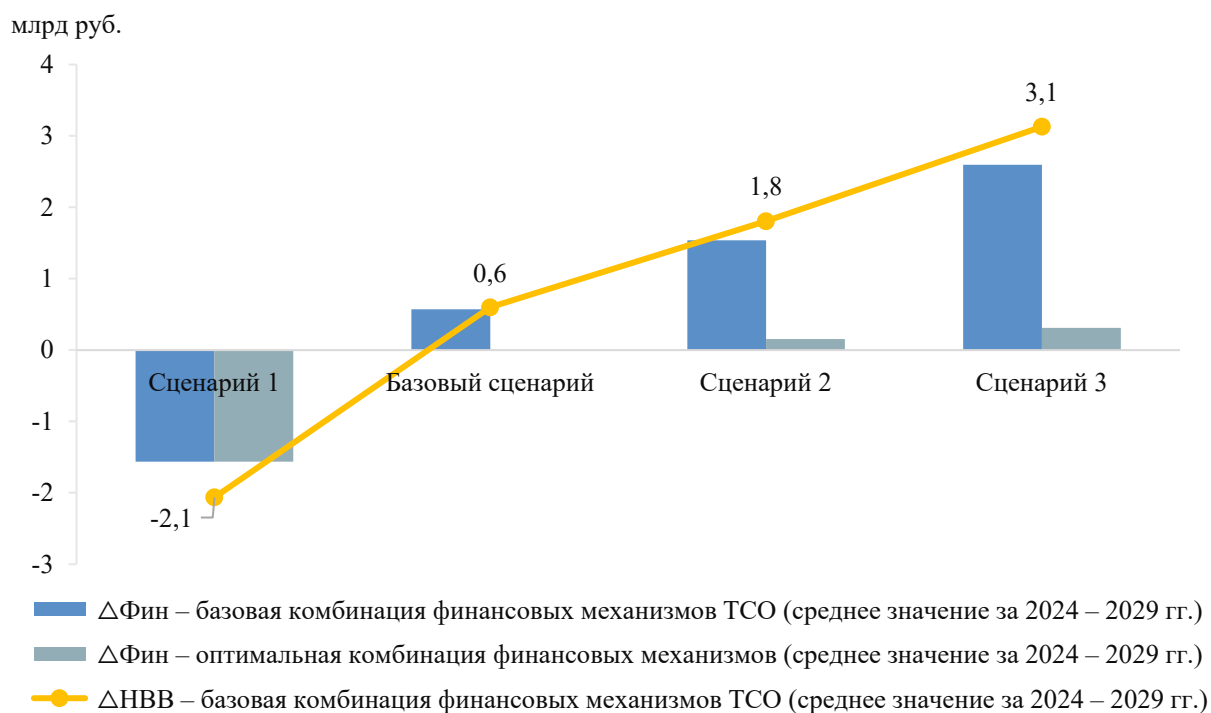


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 22.

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

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	25 %	25 %	25 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	6 %	51 %	57 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в Базовом сценарии за счет изменения финансовых механизмов (таблица 22). В сценарии 2 и в наиболее пессимистичном сценарии (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определена возможность снижения дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования прогнозных капитальных вложений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Тульской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Тульской 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 по энергосистеме Тульской области оценивается в 2029 году в объеме 12804 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,02 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области к 2029 году увеличится и составит 1961 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,96 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Тульской области в 2024–2029 годах прогнозируется в диапазоне 6161–6544 ч/год.

Ожидаемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Тульской области в 2023 году составляют 41 МВт на ТЭС.

Изменений установленной мощности в период 2024–2029 годов за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Тульской области не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области в 2029 году составит 1598,2 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети и установке (модернизации) устройств и комплексов РЗА обеспечит надежное функционирование энергосистемы Тульской области в рассматриваемый перспективный период, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Тульской области.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 45,64 км, трансформаторной мощности 520 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 Тульской области														
Черепетская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Мазут, уголь кузнецкий ДГ										
		8	К-225-12,8-4Р		225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
		9	К-225-12,8-4Р		225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0		
Щекинская ГРЭС	ООО «Щекинская ГРЭС»			Газ, уголь подмосковный										
		11	К-200-130-1		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		12	К-200-130-1		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0		
Новомосковская ГРЭС	АО «НАК «Азот»			Газ, уголь подмосковный										
		4	Р-14-90/31		14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	
		7	Р-32-90/13		32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	
		8, 9	ПГУ-190 (8 PG9171E, 9 SST-600)		187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	187,7	
Установленная мощность, всего		–	–	–	233,7	233,7	233,7	233,7	233,7	233,7	233,7	233,7		
Первомайская ТЭЦ	АО «Щекиноазот»			Газ, уголь										
		1	П-25-29/13		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		2	Р-15-90/31		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		3	П-25-29/13		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		4	Р-15-90/31		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		5	ПР-25-90-10/0,9		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0		
Ефремовская ТЭЦ	ПАО «Квадра»			Газ, мазут										
		5	ПР-25-90/10/0,9		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		6	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	Р-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0		
Алексинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»			Газ, уголь подмосковный										
		2	ПР-12-90/15/7М		12,0									Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		3	Т-50-90/1,5		29,0									Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		5, 6, 7	ПГУ-1 (5 SGT-800, 6 SGT-800, 7 SST-400)		124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	165,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
ТЭЦ-ПВС Тулачермет	ПАО «Тулачермет»			Газ									
		2	ПТ-25-90/1М		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	Р-6-35/10		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	Р-12-90/31М		10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
		5	ПТ-60-90		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	
ТЭЦ-ПВС КМЗ	ПАО «КМЗ»			Газ									
		1	ПТ-12-35/10		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Энергоцентр ООО «Каргилл»	ООО «Каргилл»			Газ									
		ГПА-1	Jenbacher JMS 624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		ГПА-2	Jenbacher JMS 624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		ГПА-3	Jenbacher JMS 624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		ГПА-4	Jenbacher JMS 624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		ГПА-5	Jenbacher JMS 624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		ГПА-6	Jenbacher JMS 624		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	

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 Тульской 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	Тульской области	Тульская область	Реконструкция ПС 110 кВ Велес с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	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	320,6	320,6
2	Тульской области	Тульская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево до ПС 110 кВ Велес ориентировочной протяженностью 0,2 км	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	0,2	–	–	–	–	–	–	0,2	–	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	5,03	5,03

№ 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	Тульской области	Тульская область	Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2024	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	194,35	194,35

Примечания

1¹⁾ 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.

2²⁾ 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.