

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА БЕЛГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
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 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	9
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	9
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	12
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	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	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	15
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	21
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	21
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.	21

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	23
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	23
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	25
3.3	Прогноз потребления мощности.....	26
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	27
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	29
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	29
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 Белгородской области	31
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	33
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	35
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	37
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	38
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	39
7.1	Основные подходы.....	39
7.2	Исходные допущения.....	40
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	43
7.3	Результаты оценки тарифных последствий.....	44
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	45
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	48
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	49
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	51

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	53
--------------	--	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АПНУ	–	автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГОСТ	–	государственный стандарт
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
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
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РПН	–	устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
T	–	трансформатор
TНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЮЗЭЭБО	–	Юго-Западный энергорайон энергосистемы Белгородской области
$S_{\text{длн}}$	–	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 Белгородской области за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 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 Белгородской области на каждый год перспективного периода (2025–2030 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 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Белгородской области на период до 2030 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение рисков 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 Белгородской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Курское РДУ и обслуживает территорию Белгородской области.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Белгородской области и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

– филиал ПАО «Россети» – Черноземное ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Орловской, Курской и Белгородской областей;

– филиал ПАО «Россети Центр» – «Белгородэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Белгородской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Белгородской области связана с энергосистемами:

– Курской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт., ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Воронежской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Белгородской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «ОЭМК им. А.А. Угарова»	563,0
АО «Лебединский ГОК»	435,0
АО «Стойленский ГОК»	236,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
ООО «Гринхаус»	37,0
ЗАО «Осколцемент»	29,0
АО «Комбинат КМАруда»	27,0
АО «ЭФКО»	22,0
ЗАО «Завод Премиксов №1»	20,0
ООО «БЗС «Монокристалл»	10,0
ООО «Яковлевский ГОК»	13,0
АО «ОЗММ»	14,0
ООО «БЕЛГОРМАШ-БЗЭМ», площадка Мичуринская	12,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
АО «Приосколье»	13,0
ЗАО «Свинокомплекс Короча»	12,0
ЗАО «Белгородский цемент»	10,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Белгородской области на 01.01.2024 составила 235,0 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Белгородской 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 Белгородской области, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	235,0	–	–	–	–	235,0
ТЭС	235,0	–	–	–	–	235,0

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Белгородской области в 2023 году составило 967,8 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Белгородской области за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	829,2	757,5	805,6	919,8	967,8
ТЭС	829,2	757,5	805,6	919,8	967,8

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Белгородской области приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Белгородской области

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	15940	15937	16335	16092	15933
Годовой темп прироста, %	0,21	-0,02	2,50	-1,49	-0,99
Максимум потребления мощности, МВт	2214	2260	2353	2344	2263
Годовой темп прироста, %	-1,34	2,08	4,12	-0,38	-3,46
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7200	7052	6942	6865	7041
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	22.11 18:00	25.12 17:00	21.01 10:00	20.01 10:00	13.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-9,0	-6,3	-15,6	-10,6	-8,8

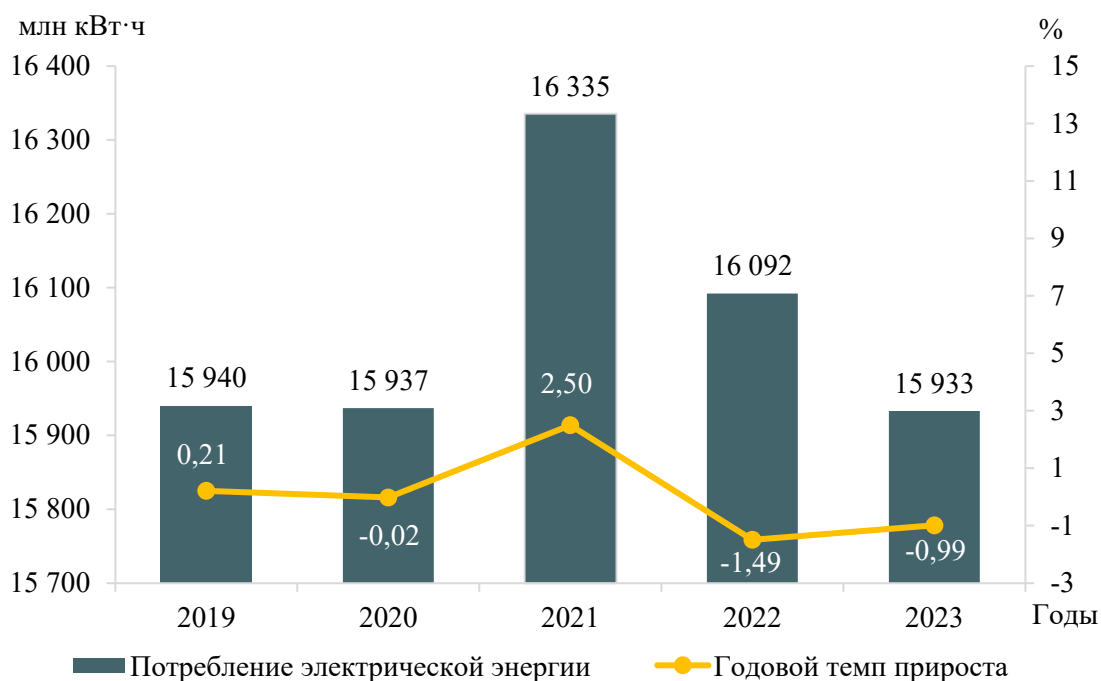


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Белгородской области и годовые темпы прироста

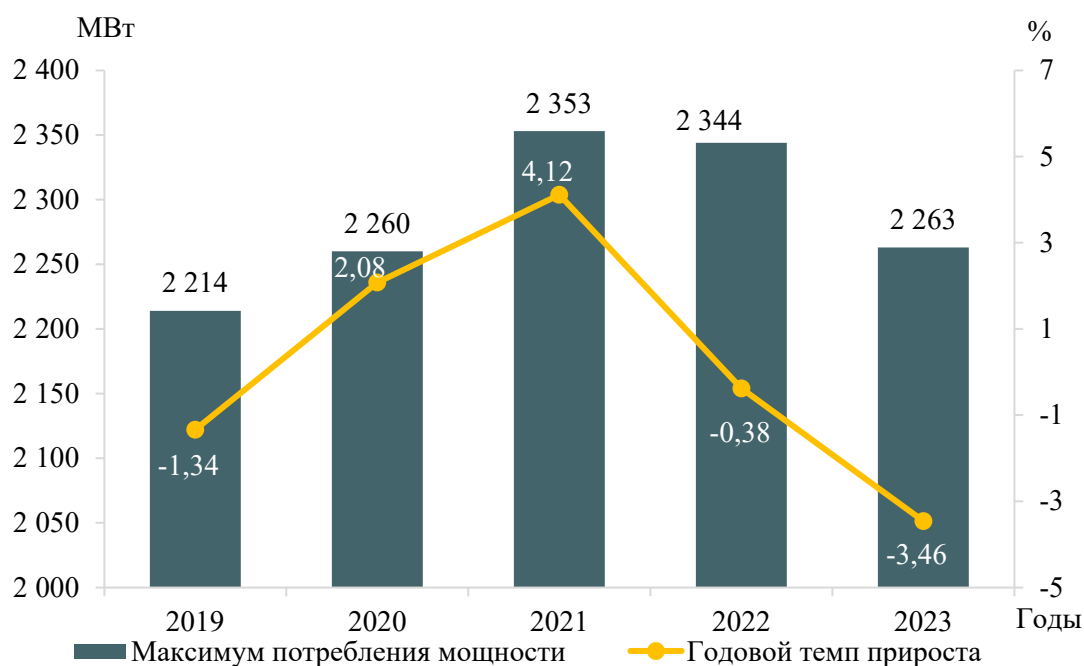


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Белгородской области увеличилось на 27 млн кВт·ч и составило в 2023 году 15933 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,03 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 2,50 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2022 году и составило 1,49 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области повысился на 19 МВт и составил 2263 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,17 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 4,12 % в 2021 году, что обусловлено, в основном, самой низкой ТНВ в рассматриваемом периоде и послаблением ограничительных эпидемиологических мер; наибольшее снижение мощности составило -3,46 % в 2023 году, что было обусловлено снижением потребления в горнодобывающей промышленности.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области был зафиксирован в 2021 году в размере 2353 МВт.

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

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения *COVID-2019* в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разнонаправленными тенденциями потребления горнодобывающей промышленности и металлургического комплекса;
- ростом потребления в сфере услуг и населением;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

1.6 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 Белгородской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Белгородской области приведен в таблице 6.

Таблица 5 – 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 ВЛ 110 кВ Белгород – Белгород (новая площадка) I цепь	ПАО «Россети Центр»	2019	1,96 км
2	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Белгород – Белгород (новая площадка) II цепь	ПАО «Россети Центр»	2019	1,96 км
3	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Губкин – КМАруда I цепь	Абонентская	2019	9,5 км
4	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Губкин – КМАруда II цепь	Абонентская	2019	9,3 км
5	220 кВ	Вывод из эксплуатации ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин	ПАО «Россети»	2020	110,22 км
6	110 кВ	Включение отпайки на ПС 110 кВ Шебекино ВЛ 110 кВ Белгород – Химзавод с отпайкой на ПС Шебекино отдельной ЛЭП	ПАО «Россети Центр»	2020	0,73 км
7	110 кВ	Включение отпайки на ПС 110 кВ Шебекино ВЛ 110 кВ Южная – Шебекино с отпайками отдельной ЛЭП	ПАО «Россети Центр»	2020	–

Таблица 6 – 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	330 кВ	Установка автотрансформатора на ПС 330 кВ Белгород	ПАО «Россети»	2020	250 МВА
2	110 кВ	Установка БСК на ПС 330 кВ Белгород	ПАО «Россети»	2020	2×52 Мвар
3	110 кВ	Установка БСК на ПС 330 кВ Губкин	ПАО «Россети»	2020	2×52 Мвар
4	330 кВ	Замена оборудования мощностью 250 МВА на новое, мощностью 200 МВА на ПС 330 кВ Белгород	ПАО «Россети»	2022	200 МВА
5	330 кВ	Установка четвертого автотрансформатора на ПС 330 кВ Лебеди	АО «Лебединский ГОК»	2022	200 МВА
6	330 кВ	Замена оборудования мощностью 195 МВА на новое, мощностью 200 МВА на ПС 330 кВ Фрунзенская	ПАО «Россети»	2023	200 МВА

2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России

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

На территории Белгородской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится ЮЗЭЭБО.

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в ЮЗЭЭБО.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий ЮЗЭЭБО

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди (ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская), переток активной мощности в КС «Юго-Западное» превышает МДП на величину до 256 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 256 МВт</p>	<p>Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная ориентировочной протяженностью 148,087 км</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная ориентировочной протяженностью 148,087 км</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди и ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная, переток активной мощности в КС «Юго-Западное» превышает МДП на величину до 256 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 256 МВт</p>	<p>Создание на ПС 330 кВ Белгород устройства АПНУ</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 330 кВ Белгород устройства АПНУ</p>

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 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 8 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	3,5
	19.06.2019	22,6
2020	16.12.2020	-1,5
	17.06.2020	23,7
2021	15.12.2021	-1,3
	16.06.2021	19,8
2022	21.12.2022	-1,1
	15.06.2022	17
2023	20.12.2023	3,1
	21.06.2023	19,6

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»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Центр» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 9 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по

допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	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
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110/35/10 кВ Архангельское	110/35/10	T1	115/38,5/11	10	6,89	7,26	6,66	6,68	8,29	4,73	6,11	5,53	4,52	6,32	0,12
			T2	115/37/11	16	4,94	4,98	4,62	4,85	5,46	4,37	3,7	3,99	2,6	4,13	2,84
2	ПС 110/10 кВ Западная	110/10	1Т	115/11	16	7,25	9,19	8,44	9,08	7,52	7,59	5,73	6,25	6,81	6,48	0
			2Т	115/11	16	7,32	8,32	8,09	7,92	8,82	7,17	8,58	6,34	6,79	7,18	

Таблица 10 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110/35/10 кВ Архангельское	1Т	ТДТН-10000/110/35/10	1977	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10	1985	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
2	ПС 110/10 кВ Западная	1Т	ТДН-16000/110/10	1982	50	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДН-16000/110/10	1976	50	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,91	0,82

Таблица 11 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110/35/10 кВ Архангельское	2023 / зима	13,75	ПС 110/35/10 кВ Архангельское	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)			2024	0,01	0	0,4	0	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75	13,75
2	ПС 110/10 кВ Западная	2020 / зима	17,51	ПС 110/10 кВ Западная	ТУ на ТП менее 670 кВт (22 шт.)			2024	2,16	0,37	0,23–0,4	0,18	17,71	17,71	17,71	17,71	17,71	17,71

ПС 110 кВ Архангельское.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 13,75 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2), загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 121,7 % 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 +3,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,96 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 10,17 МВА (95,5 % от $S_{\text{ддн}}$), что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,01 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,001 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:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,75 + 0,001 + 0 - 2,96 = 10,791 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов, загрузка оставшихся в работе трансформаторов составит 95,5 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Архангельское с заменой существующего силового трансформатора 1×10 МВА на 1×16 МВА).

ПС 110 кВ Западная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 17,51 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов, загрузка оставшегося в

работе трансформатора составит 109,4 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

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

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,16 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,2 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 17,51 + 0,2 + 0 - 0 = 17,71 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов, нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит 110,7 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Западная ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Западная расчетный объем ГАО составит 1,71 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 17,71 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.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети Центр».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 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 Белгородской 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

ПС 110 кВ Южная.

Согласно данным в таблице 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 33,57 МВА. Загрузка РУ 6 кВ составила 27,51 МВА, РУ 10 кВ – 6,06 МВА.

Таблица 12 – Загрузка центра питания в дни зимнего и летнего контрольных замеров, МВА

Класс напряжения	Год				
	2019	2020	2021	2022	2023
Зимние контрольные замеры					
РУ 6 кВ	26,77	27,51	26,01	23,8	19,65
РУ 10 кВ	6,2	6,06	5,04	4,87	6,38
Всего	32,98	33,57	31,35	28,67	26,03
Летние контрольные замеры					
РУ 6 кВ	25,31	22,38	21,96	21,79	21,46
РУ 10 кВ	5,86	4,93	4,66	4,57	6,57
Всего	31,17	27,31	26,61	26,37	27,72

Согласно данным в таблице 12, РУ 6 кВ и 10 кВ загружены неравномерно (80 % / 20 % от полной загрузки ПС 110 кВ Южная), в связи с чем падение напряжения на обмотках 6 кВ значительно выше, чем на обмотках 10 кВ.

Для секций шин 6 кВ и 10 кВ ПС 110/10/6 кВ Южная установлены уставки автоматического регулирования напряжения 6,06–6,3 кВ и 10,1–10,5 кВ соответственно. При выходе уровня напряжения за пределы принятых уставок уровень напряжения в точках поставки электрической энергии потребителям выходит за пределы, допустимые ГОСТ.

В таблице 13 представлены результаты расчетов при различных положениях РПН 1Т, 2Т ПС 110/10/6 кВ Южная.

Таблица 13 – Результаты расчетов при различных положениях РПН

Режимно-балансовое условие	Положение РПН	РУ	Напряжение, кВ
Зимний максимум потребления мощности 2024 года	8	6 кВ	6,08
		10 кВ	10,22
	9	6 кВ	6,18
		10 кВ	10,4
	10	6 кВ	6,28
		10 кВ	10,57
11	6 кВ	6,4	
	10 кВ	10,76	
Летний минимум потребления мощности 2024 года	6	6 кВ	6,03
		10 кВ	10,27
	7	6 кВ	6,12
		10 кВ	10,44
	5	6 кВ	6
		10 кВ	10,11
8	6 кВ	6,22	
	10 кВ	10,61	

Как видно из таблицы 13 для РБУ зимнего максимума потребления мощности на этапе 2024 года при 8, 9 положениях РПН 1Т, 2Т ПС 110/10/6 кВ Южная напряжение на секциях шин 6 кВ и 10 кВ будет находится в допустимых пределах уставок автоматического регулирования напряжения 6,08–6,18 кВ и 10,22–10,4 кВ соответственно.

Как видно из таблицы 13 для РБУ летнего минимума потребления мощности на этапе 2024 года при 7 положении РПН 1Т, 2Т ПС 110/10/6 кВ Южная напряжение

на секциях шин 6 кВ и 10 кВ также будет находиться в допустимых пределах уставки автоматического регулирования напряжения 6,12 кВ и 10,44 кВ соответственно.

При этом стоит отметить что при 10, 11 положениях РПН для РБУ зимнего максимума потребления мощности на этапе 2024 года и 5, 6, 8 положениях РПН для РБУ летнего минимума потребления мощности на этапе 2024 года напряжение на секциях шин 6 кВ и 10 кВ будут находиться ниже (для 6 кВ) и выше (для 10 кВ) предела уставки автоматического регулирования.

В связи с тем, что по данным филиала ПАО «Россети Центр», на ПС 110/10/6 кВ Южная возможно применение любого положения РПН, рекомендуется выставлять уставки РПН для РБУ зимнего максимума потребления мощности на этапе 2024 года в положении 8 или 9, для РБУ летнего минимума потребления мощности на этапе 2024 года в положение 7 для поддержания напряжения у потребителей в пределах допустимых значений.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр» (реконструкция ПС 110/10/6 кВ Южная со строительством нового ОРУ 110 кВ, установкой двух дополнительных силовых трансформаторов 110/10 кВ мощностью 2×6,3 МВА, заменой существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×40 МВА на 2×32 МВА с выделением их мощности на нагрузки по напряжению 6 и 10 кВ).

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 для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Белгородской области приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Белгородской области

№ п/п	Наименование	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 110 кВ Короча с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ, Т-2 110/35/10 кВ и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 32 МВА каждый	2×32 МВА	2025	ПАО «Россети Центр»

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 2025–2030 годы

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

В таблице 15 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Белгородской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 15 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Белгородской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новых мощностей, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
1	Тепличный комплекс	ООО «ТКБ»	0,0	70	110	2025	ПС 330 кВ Белгород
Более 10 МВт							
2	Тепличный комплекс	ООО «Гринхаус»	0,0	44,0	110	2024	ПС 500 кВ Старый Оскол
3	Жилой микрорайон «Жемчужина»	АО СЗ «Дирекция ЮЗР»	0,0	32,8	10	2024 с поэтапным набором мощности до 2030 ¹⁾	Новая ПС 110 кВ Жемчужная

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 Белгородской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Белгородской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	16196	16463	16752	16968	17130	17291	17418
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	267	289	216	162	161	127
Годовой темп прироста, %	–	1,65	1,76	1,29	0,95	0,94	0,73

Потребление электрической энергии по энергосистеме Белгородской области прогнозируется на уровне 17418 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,28 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 289 млн кВт·ч или 1,76 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 127 млн кВт·ч или 0,73 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Белгородской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 15.

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



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

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

- развитием действующих промышленных предприятий, наибольший прирост ожидается в добыче и переработке полезных ископаемых и производстве строительных материалов;
- ростом потребления в производстве сельскохозяйственной продукции.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2328	2356	2398	2429	2447	2478	2497
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	28	42	31	18	31	19
Годовой темп прироста, %	–	1,20	1,78	1,29	0,74	1,27	0,77
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6957	6988	6986	6986	7000	6978	6976

Максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области к 2030 году прогнозируется на уровне 2497 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,42 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 42 МВт или 1,78 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 18 МВт или 0,74 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы на перспективу прогнозируется таким же плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума в рассматриваемый прогнозный период практически не изменится и к 2030 году составит 6976 ч/год против 6988 ч/год в 2025 году.

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

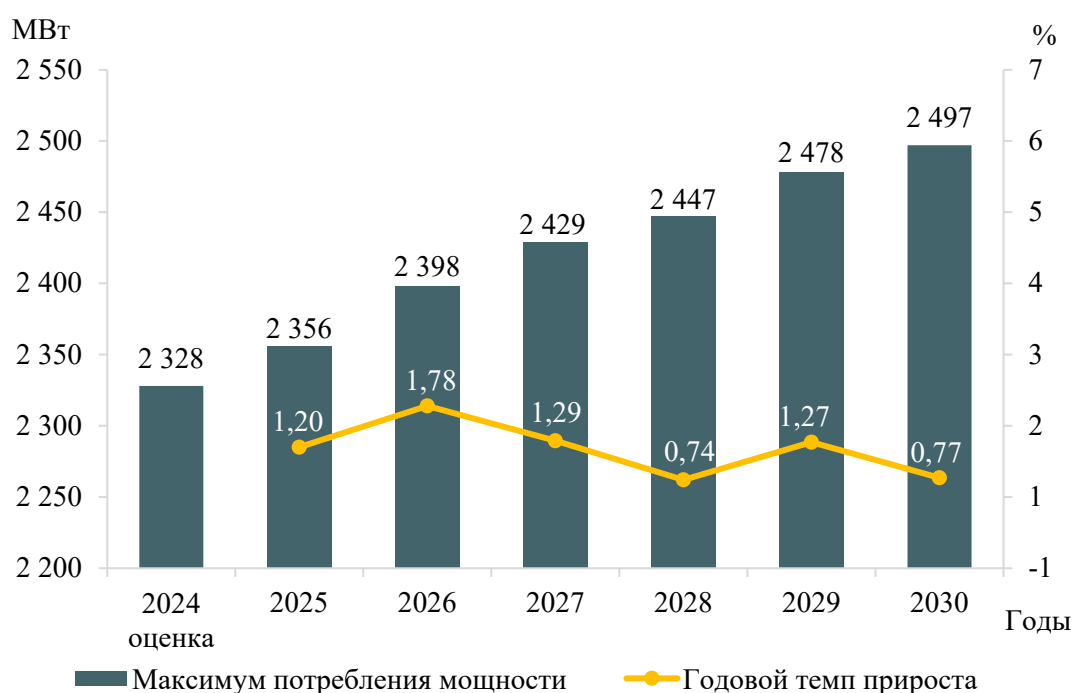


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Белгородской области и годовые темпы прироста

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Белгородской области в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Белгородской области к 2030 году сохранится на уровне отчетного года и составит 235 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Белгородской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Белгородской области представлена в таблице 18. Структура установленной

мощности электростанций энергосистемы Белгородской области представлена на рисунке 5.

Таблица 18 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Белгородской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	235	235	235	235	235	235	235
ТЭС	235	235	235	235	235	235	235

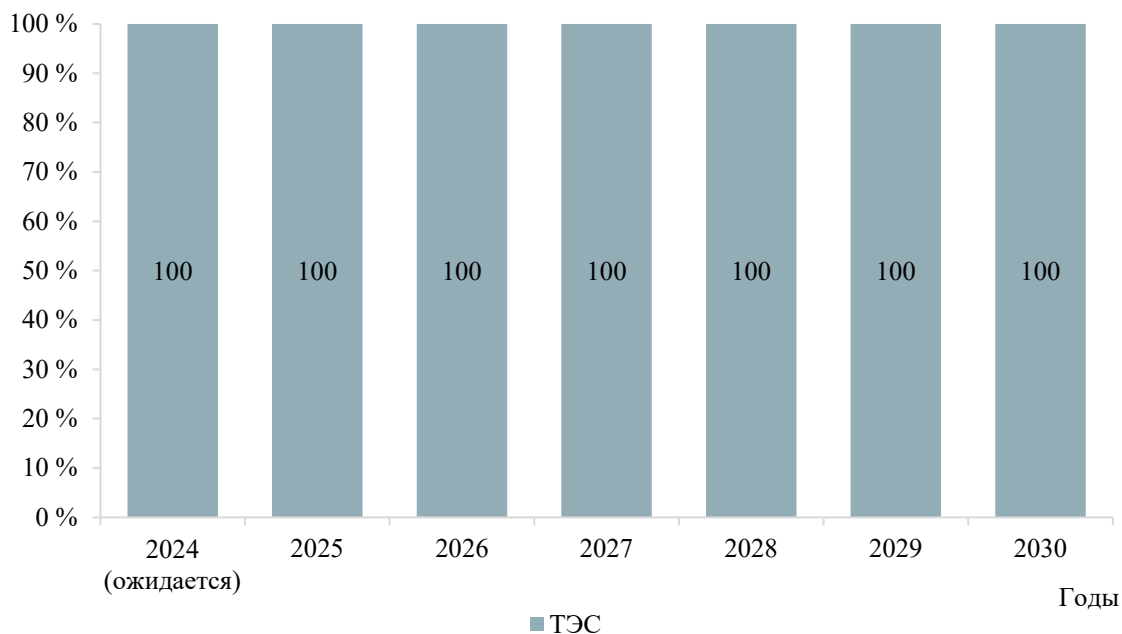


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Белгородской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Белгородской 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 2024–2030 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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная ориентировочной протяженностью 148,087 км	ПАО «Россети»	330	км	148,087	–	–	–	–	–	–	148,087	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО СЗ «Дирекция ЮЗР»
2	Создание на ПС 330 кВ Белгород устройства АПНУ	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО СЗ «Дирекция ЮЗР»

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 Белгородской области

В таблице 20 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 Белгородской области.

Таблица 20 – 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 Белгородской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026 г.	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Палатовка – Алексеевка до ПС 110 кВ Слобода ориентировочной протяженностью 0,15 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	0,15	–	–	–	–	–	–	–	0,15	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Еда будущего»	ООО «Еда будущего»	–	9,6
2	Реконструкция ПС 110 кВ Гринхаус с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА	ООО «Гринхаус»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Гринхаус»	ООО «Гринхаус»	44	44
3	Строительство ПС 110/10 кВ ТК Белогорья с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Тепличный комплекс Белогорья»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ТК Белогорья»	ООО «ТК Белогорья»	–	70
4	Строительство ВЛ 110 кВ Белгород – ТК Белогорья I цепь и ВЛ 110 кВ Белгород – ТК Белогорья II цепь ориентировочной протяженностью 10 км каждая	ООО «Тепличный комплекс Белогорья»	110	км	2×10	–	–	–	–	–	–	20					
5	Строительство ПС 110 кВ Жемчужная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО СЗ «Дирекция ЮЗР»	АО СЗ «Дирекция ЮЗР»	–	32,8
6	Строительство двух участков ВЛ 110 кВ в рассечку ВЛ 110 кВ Фрунзенская – Западная № 1 до ПС 110 кВ Жемчужная суммарной ориентировочной протяженностью 0,3 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	0,3	–	–	–	–	–	–	0,3					
7	Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная ориентировочной протяженностью 148,087 км	ПАО «Россети»	330	км	148,087	–	–	–	–	–	–	–	148,087	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя АО СЗ «Дирекция ЮЗР»			

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 обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Короча с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ, Т-2 110/35/10 кВ и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 32 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	–	2×32	–	–	–	–	–	64	Реновация основных фондов

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 обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 (150) кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	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 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 Белгородской 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) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 23.04.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 06.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [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, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России 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 Белгородской 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 РФ № 1178 [5] 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 2024 год на территории Белгородской области осуществляют свою деятельность 5 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Центр» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 98 % в суммарной НВВ сетевых организаций Белгородской 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 Белгородской 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 «Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «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, рассчитанной 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 2023 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [6];
- 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 РФ № 24 [7].

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 2023 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

¹ Приказ Управления по государственному регулированию цен и тарифов в Белгородской области от 17.11.2022 № 36/11.

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. Средняя за период 2025–2030 гг. процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % 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 35 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 23.

Таблица 23 – 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)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
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 2024 год приказом Управления по государственному регулированию цен и тарифов в Белгородской области от 18.12.2023 № 40/12 «О внесении изменений в Приказ Управления по

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

государственному регулированию цен и тарифов в Белгородской области от 17.11.2022 № 36/3 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Белгородской области» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Белгородской 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 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «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 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Белгородской 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 Белгородской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Белгородской области, 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 2024 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 тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 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).

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	8 %	6 %	5 %	4 %	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	0,2 %	1,0 %	0,5 %	0,5 %	0,6 %	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 утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

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 ТСО Белгородской области представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Белгородской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	2243	2581	2119	1982	1982	1982
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	121	462	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	4839	2741	2768	1937	1937	1937

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Белгородской 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 26 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 26 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Белгородской 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	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	17,0	17,9	18,7	19,3	20,0	20,8
НВВ	млрд руб.	16,6	18,5	18,5	18,4	18,4	18,3
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,4	0,59	-0,2	-0,9	-1,6	-2,5
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,73	2,85	2,96	3,04	3,13	3,24
Среднегодовой темп роста	%	–	104	104	103	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,66	2,94	2,93	2,90	2,88	2,86
Среднегодовой темп роста	%	–	111	99	99	99	99
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,06	0,09	-0,03	-0,14	-0,25	-0,38

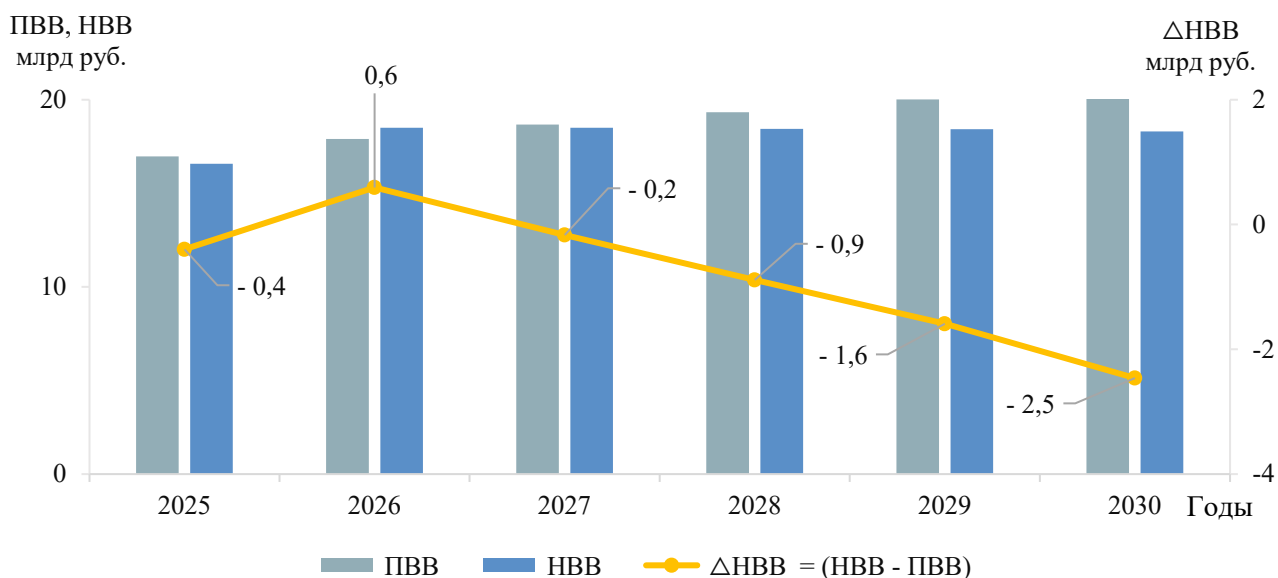


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Белгородской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 26, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Белгородской 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 Белгородской 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 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 2024 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 и 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2025–2030 гг. составляет 3,6 –12,5 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

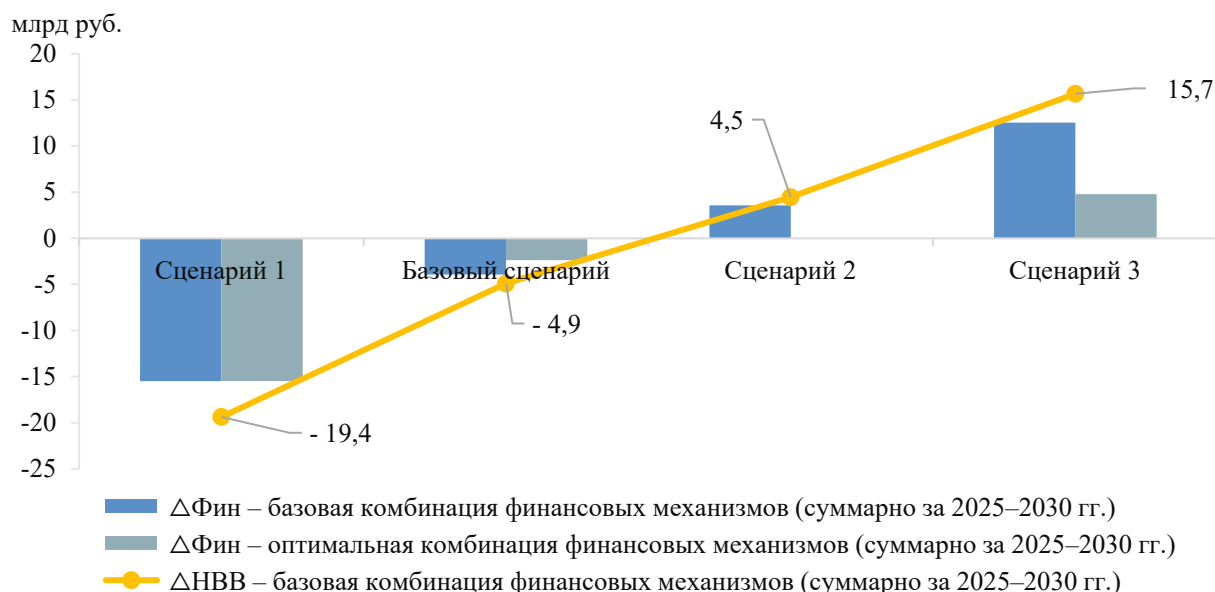


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за период 2025–2030 гг.)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	23 %	28 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	20 %	62 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 (таблица 27) за счет изменения финансовых механизмов. В наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) возможно снижение дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Белгородской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Белгородской 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 Белгородской области оценивается в 2030 году в объеме 17418 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,28 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области к 2030 году прогнозируется на уровне 2497 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,42 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Белгородской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6976–7000 ч/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Белгородской области в период 2025–2030 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Белгородской области в 2030 году составит 235 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Белгородской области в рассматриваемый перспективный период.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 94,5 км, трансформаторной мощности 347 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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 30.08.2024).

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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 30.08.2024).

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 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 30.08.2024).

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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 30.08.2024).

5. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 30.08.2024).

6. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 30.08.2024).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 30.08.2024).

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 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Белгородской области													
Белгородская ТЭЦ	АО «Квадра»			Газ, мазут									
		1	ГТУ LM2500+HSPT		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
		2	ГТУ LM2500+HSPT		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Губкинская ТЭЦ	АО «Квадра»			Газ, уголь кузнецкий ДМСШ, черемховский									
		1	P-9-37/0,5		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
		3	P-10-35/1,2		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
		4	P-12-3,4/1,2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	
ГТУ ТЭЦ «Луч»	АО «Квадра»			Газ									
		1	LM2500+HSPT		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
		2	LM2500+HSPT		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
Мичуринская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ									
		1	ГТ-009		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
		2	ГТ-009		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
		3	ГТ-009		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	
		4	ГТ-009	–	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	
ТЭЦ Валуйкисахар (ПП Валуйки)	ООО «Группа Компаний «Русагро»			Газ, мазут									
		1	ТР-6/3-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
		2	P-12-35/5M		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭЦ Дмитротарановского сахарного завода	ООО «Группа Компаний «Русагро»			Газ, мазут									
		1	P-6-35/5M-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
		2	P-6-35/5M-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭЦ сахарного комбината «Большевик»	ООО «Группа Компаний «Русагро»			Газ									
		1	АПР-6-5(10)		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
		2	P-6-35/5M		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭЦ Краснояружский сахарник	ООО «Группа Компаний «Русагро»			Газ									
		1	P-6-35/5M		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
		2	P-6-35/5M		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ «Ника» (ТЭУ «Ника»)	ООО «Группа Компаний «Русагро»	1	P-6-35/5	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-6-35/5M		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	

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 Белгородской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Белгородской области, Курской области	Белгородская область, Курская область	Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС - Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная ориентировочной протяженностью 148,087 км	ПАО «Россети»	330	км	148,1	–	–	–	–	–	–	148,1	2024 ³⁾	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	20 474,17	14 223,56
2	Белгородской области	Белгородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Короча с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ, Т-2 110/35/10 кВ и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 32 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	–	2×32	–	–	–	–	–	64	2025	Реновация основных фондов	429,90	429,90
3	Белгородской области	Белгородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр»	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	393,31	393,31

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
4	Белгородской области	Белгородская область	Создание на ПС 330 кВ Белгород устройства АПНУ	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	350,95	350,95

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (далее – СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, 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. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в периоде, предшествующем году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, с учетом решений, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

3³⁾ 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.