

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2023–2028 ГОДЫ

БЕЛГОРОДСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Белгородской области.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей.....	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	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 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	15
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия.....	15
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	15
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	15
2.3.3 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.	17
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы.....	18
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	18
3.2 Прогноз потребления электрической энергии.....	20

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	21
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	22
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы.....	24
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	24
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.....	26
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	28
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	30
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	31
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	32
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	33
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	34
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	35
	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	38

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АПНУ	–	автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АТ	–	автотрансформатор
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГК	–	государственная корпорация
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -24 °С; Макс зима 0,92	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 24 °С
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Макс зима МУ	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -24 °С; Мин зима 0,92	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 24 °С

зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Мин зима МУ	–	зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С
КВЛ летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С; Макс лето	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
	–	летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 20 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +30 °С; ПЭВТ	–	летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 30 °С
летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +20 °С; Мин лето	–	летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 20 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление

РУ	– (электрическое) распределительное устройство
СиПР	– Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СК	– синхронный компенсатор
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Белгородской области за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 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 с выделением данных на каждый год перспективного периода (2023–2028 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 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Белгородской области на период до 2028 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;

- 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.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Белгородской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Курское РДУ.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям на территории Белгородской области:

– 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 энергосистемы Белгородской области

Энергосистема Белгородской области связана с энергосистемами:

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

– Воронежской области (операционная зона Филиала 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 2021 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»	577
АО «Лебединский ГОК»	482
АО «Стойленский ГОК»	236
Более 10 МВт	
ООО «Гринхаус»	40
ЗАО «Осколцемент»	27
АО «Комбинат КМАруда»	26
АО «ЭФКО»	21
ЗАО «ЗАВОД ПРЕМИКСОВ №1»	19
АО «Оскольский завод металлургического машиностроения»	14
ООО «БЕЛГОРМАШ-БЗЭМ», площадка Мичуринская	14
АО «Приосколье»	14
ООО «БЗС «Монокристалл»	14
ЗАО «Свинокомплекс КОРОЧА»	13

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Белгородской области на 01.01.2022 составила 229,2 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 2021 год приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Белгородской области, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	251,0	–	10,0	-11,8	–	229,2
ТЭС	251,0	–	10,0	-11,8	–	229,2

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	15645	15906	15940	15937	16335
Годовой темп прироста, %	2,83	1,67	0,21	-0,02	2,50
Максимум потребления мощности, МВт	2220	2244	2214	2260	2353
Годовой темп прироста, %	0,05	1,08	-1,34	2,08	4,12
Число часов использования максимума потребления мощности	7047	7088	7200	7052	6942
Дата и время прохождения максимума потребления мощности(мск), дд.мм/чч:мм	05.12 18:00	26.01 10:00	22.11 18:00	25.12 17:00	21.01 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-0,2	-15,2	-9,0	-6,3	-15,6

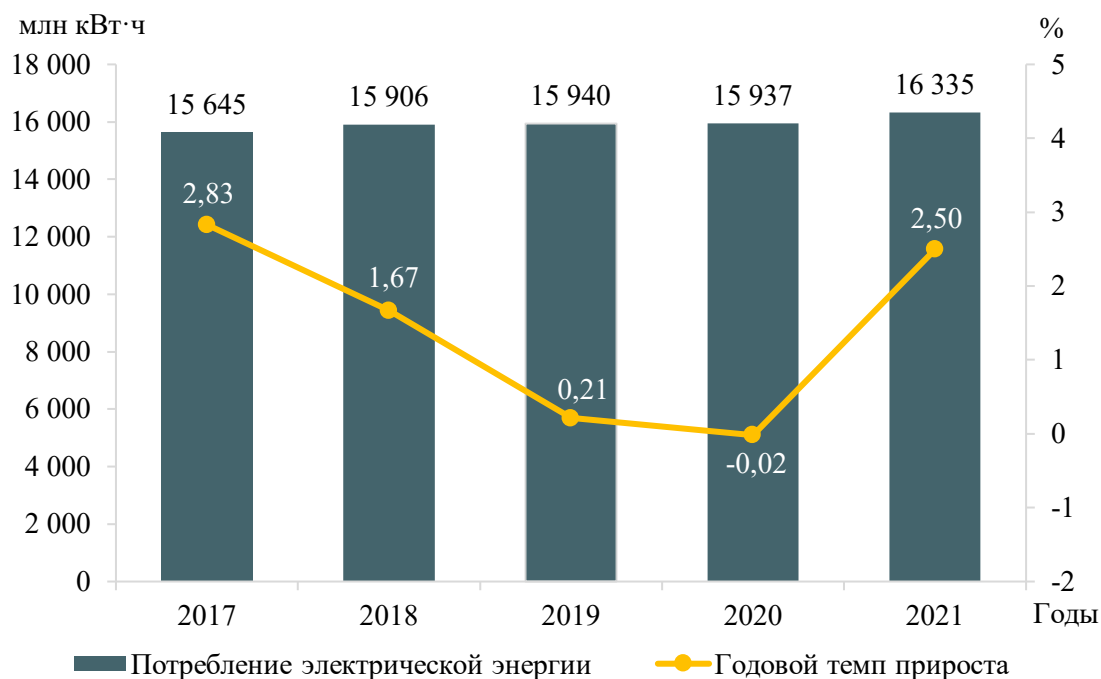


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Белгородской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

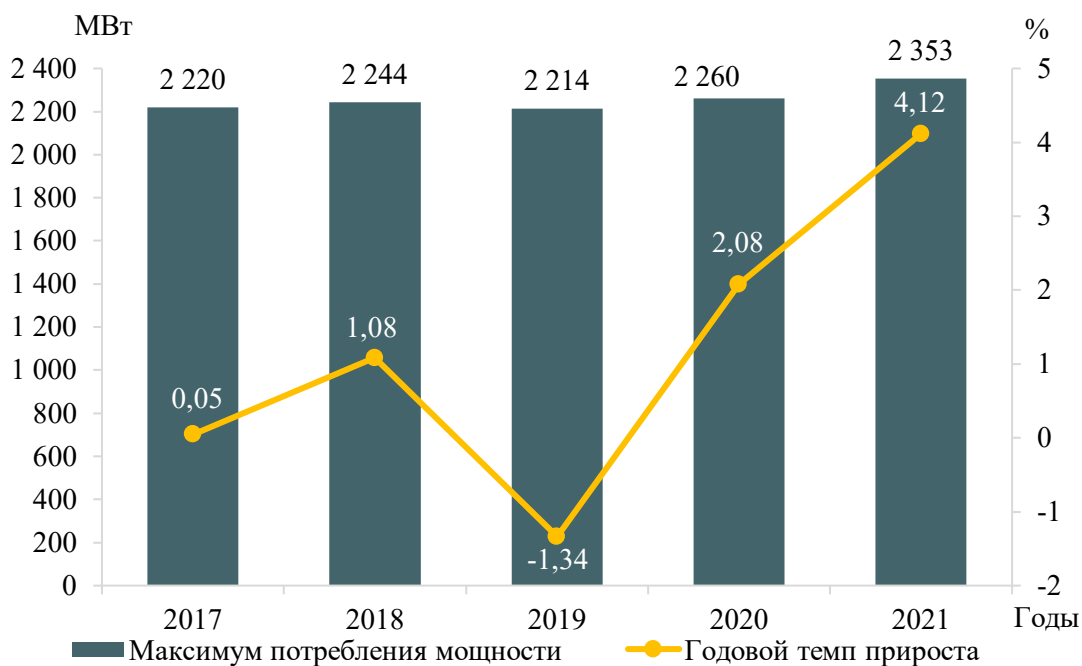


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Белгородской области увеличилось на 1120 млн кВт·ч и составило в 2021 году 16355 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,43 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 2,83 % в 2017 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -0,02 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области вырос на 134 МВт и составил 2353 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,18 % за период 2017–2021 годов.

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 -1,34 % в 2019 году, что было обусловлено влиянием температурного фактора (на фоне повышения среднеквартальной температуры в энергосистеме).

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- ростом потребления горнодобывающей промышленности и металлургического комплекса;
- увеличением потребления в сельскохозяйственном производстве, в том числе вводом нового тепличного комплекса ООО «Гринхаус».

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Томаровка – Готня с образованием ВЛ 110 кВ Малиновка – Готня	ПАО «Россети Центр»	2017	0,43 км
2	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Томаровка – Готня с образованием ВЛ 110 кВ Томаровка – Малиновка и с заходом на ПС 110 кВ Малиновка	ПАО «Россети Центр»	2017	0,20 км
3	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Губкин – Губкин (новая площадка)	ПАО «Россети Центр»	2017	1,27 км
4	110 кВ	Перезавод ВЛ 110 кВ Губкин – Бекетово на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка).	ПАО «Россети Центр»	2017	0,37 км
5	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Губкин – Мантурово на ПС 330 кВ Губкин (новая площадка)	ПАО «Россети Центр»	2017	0,03 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Валуйки – Волоконовка (43,6 км) с образованием ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская (24,27 км), ВЛ 110 кВ Ватутинская – Волоконовка (27,86)	ПАО «Россети Центр»	2017	4,00 км
7	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Валуйки – Волоконовка (43,6 км) с образованием ВЛ 110 кВ Валуйки – Ватутинская (24,27 км), ВЛ 110 кВ Ватутинская – Волоконовка (27,86)	ПАО «Россети Центр»	2017	4,26 км
8	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Белгород – Белгород (новая площадка) I цепь	ПАО «Россети Центр»	2019	1,96 км
9	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Белгород – Белгород (новая площадка) II цепь	ПАО «Россети Центр»	2019	1,96 км
10	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Губкин – КМАруда I цепь	Абонентская	2019	9,5 км
11	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Губкин – КМАруда II цепь	Абонентская	2019	9,5 км
12	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
13	110 кВ	Включение отпайки на ПС 110 кВ Шебекино ВЛ 110 кВ Южная – Шебекино с отпайками отдельной ЛЭП	ПАО «Россети Центр»	2020	–

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	500 кВ	Установка автотрансформатора АТ-5 на ПС 500 кВ Старый Оскол	ПАО «Россети»	2017	250 МВА
2	330 кВ	Установка автотрансформатора АТ-1 на ПС 330 кВ Губкин	ПАО «Россети»	2017	200 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Ватутинская с двумя трансформаторами	ПАО «Россети Центр»	2017	2×6,3МВА
4	330 кВ	Установка третьего автотрансформатора на ПС 330 кВ Лебеди	АО «Лебединский ГОК»	2018	200 МВА
5	110 кВ	Установка БСК на ПС 330 кВ Губкин	ПАО «Россети»	2020	2×52 Мвар
6	330 кВ	Установка автотрансформатора на ПС 330 кВ Белгород	ПАО «Россети»	2020	250 МВА
7	110 кВ	Установка БСК на ПС 330 кВ Белгород	ПАО «Россети»	2020	2×52 Мвар

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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 Юго-Западный энергорайон энергосистемы Белгородской области (далее – ЮЗЭЭБО).

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в ЮЗЭЭБО.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Юго-Западного энергорайона энергосистемы Белгородской области.

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
Летний режим при ТНВ +20°C. В случае вывода в ремонт ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди (ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская) фактический переток активной мощности превышает МДП в сечениях «Юго-Западное», «Ржава», «Голофеевка» энергосистемы Белгородской области. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 293 МВт	Единичная ремонтная схема (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения МДП в единичной ремонтной схеме	Фактический переток в сечении «Юго-Западное» составляет 498 МВт при МДП в сечении 205,7 МВт. Фактический переток в сечении «Ржава» составляет 74 МВт при МДП в сечении -95 МВт. Фактический переток в сечении «Голофеевка» составляет 31,3 МВт при МДП в сечении -70 МВт	При наличии возможности: перевод максимального объема потребителей из Юго-Западного энергорайона энергосистемы Белгородской области на Восточный и Северный энергорайоны (при наличии возможности порядка 10 МВт); загрузка станций Юго-Западного энергорайона энергосистемы Белгородской области по активной мощности до максимума	Строительство ВЛ 330 кВ от ПС 330 кВ Белгород до ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная ориентировочной общей протяженностью 145 км с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород	–	Да
Летний режим при ТНВ +20°C. В случае вывода в ремонт ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди и ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный фактический переток активной мощности превышает МДП в сечениях «Юго-Западное», «Ржава», «Голофеевка» энергосистемы Белгородской области. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 293 МВт	Двойная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в ремонтной схеме) ¹⁾	Фактический переток в сечении «Юго-Западное» составляет 498 МВт при МДП в сечении 205,7 МВт. Фактический переток в сечении «Ржава» составляет 74 МВт при МДП в сечении -98 МВт. Фактический переток в сечении «Голофеевка» составляет 31,3 МВт при МДП в сечении -74 МВт	При наличии возможности: перевод максимального объема потребителей из Юго-Западного энергорайона энергосистемы Белгородской области на Восточный и Северный энергорайоны (при наличии возможности порядка 10 МВт); загрузка станций Юго-Западного энергорайона энергосистемы Белгородской области по активной мощности до максимума	Создание противоаварийной автоматики (АПНУ) ПС 330 кВ Белгород	–	Да

Примечание – ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в согласованной АО «СО ЕЭС» редакции СиПР Белгородской области [1] и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), отсутствуют.

2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ ПС 110 кВ Короча.

В СиПР Белгородской области [1] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110/35/10 кВ Короча с переносом ПС на новую площадку. Вместо трех трансформаторов ТДТН-16000/110/35/10 устанавливаются два трансформатора ТДТН-32000/110/35/10. Реконструкция ВЛ 110 кВ Короча – Скородное с заходами на новую площадку ПС 110 кВ Короча, реконструкция ВЛ 110 кВ Шеино – Короча с заходами на новую площадку ПС 110 кВ Короча.

На ПС 110 кВ Короча в настоящее время установлены три силовых трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый (год ввода в эксплуатацию – 1985–1988).

ПС 110 кВ Короча является ответственным центром питания Белгородской области, от которого запитаны:

- ЗАО «Свинокомплекс «Короча» (мясоперерабатывающий завод ГК «Мираторг»);
- свинокомплекс «Ивановский»;
- птицефабрика ОАО «Русь»;
- Корочанская ЦРБ;
- очистные сооружения;
- ОВД;
- ветсанутильзавод;
- детские сады и школы;
- котельные;

– бытовые потребители Корочанского района численностью населения более 18 тыс. жителей.

Необходимость реконструкции ПС 110/35/10 кВ Короча обусловлена неудовлетворительным техническим состоянием существующего электросетевого оборудования, что подтверждено актом обследования технического состояния ПС 110/35/10 кВ Короча от 05.05.2016 г. № 2151.

Объем нагрузки, переводимой при реализации схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, составляет 4,5 МВт. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов

Таблица 7 – Загрузка центра питания в дни зимнего и летнего контрольных замеров

Год проведения замера	2017	2018	2019	2020	2021
Нагрузка, МВА (зима)	30,28	32,41	30,54	29,74	29,80
Нагрузка, МВА (лето)	26,30	27,46	28,74	27,33	27,57

На исполнении находятся договора ТП максимальной мощностью 5 199,2 кВт.

Величина перспективной нагрузки 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 $S_{\text{макс}}^{\text{факт}}$ (МВА) – наибольшая величина нагрузки трансформаторов в дни контрольных замеров нагрузок за пятилетний ретроспективный период, которая в 2018 году составила 32,41 МВА;

$S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора, составляет 2,27 МВт;

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

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2], составляет 4,5 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 32,41 + 2,27 + 0 - 4,5 = 29,93 \text{ МВА.}$$

Номинальная мощность трансформаторов должна быть:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{персп}}^{\text{ТР}}$$

Мощность рекомендуемого к установке трансформатора определяется как ближайшее большее значение номинальной мощности трансформатора по шкале номинальных мощностей, чем расчетная величина.

Реконструкция ПС 110 кВ Короча предусматривает размещение ПС на новой площадке, установку двух силовых трансформаторов ТДТН-32000/110/35/10 вместо трех трансформаторов ТДТН-16000/110/35/10, изменение схем ОРУ 110 и 35 кВ, РУ 10 кВ, что позволит привести схему подстанции в соответствие с типовой.

С учетом переноса ПС на новую площадку потребуется реконструкция ВЛ 110 кВ:

– реконструкция ВЛ 110 кВ Короча – Скородное с заходами на новую площадку ПС 110 кВ Короча;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Шеино – Короча с заходами на новую площадку ПС 110 кВ Короча.

Организация, ответственная за реализацию мероприятий, – ПАО «Россети Центр».

Срок реализации мероприятий – 2025 год.

2.3.3 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

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

В соответствии с реестром инвестиционных проектов в таблице 8 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Белгородской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 8 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новых мощностей, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 10 МВт							
1	Тепличный комплекс	ООО «ТК Белогорье»	0,0	70	110	2025	ПС 330 кВ Белгород

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Белгородской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Белгородской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	16147	16623	16802	16993	17059	17163
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	476	179	191	66	104
Годовой темп прироста, %	–	2,95	1,08	1,14	0,39	0,61

Потребление электрической энергии по энергосистеме Белгородской области прогнозируется на уровне 17163 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,71 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 476 млн кВт·ч или 2,95 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 66 млн кВт·ч или 0,39 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Белгородской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 15.

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

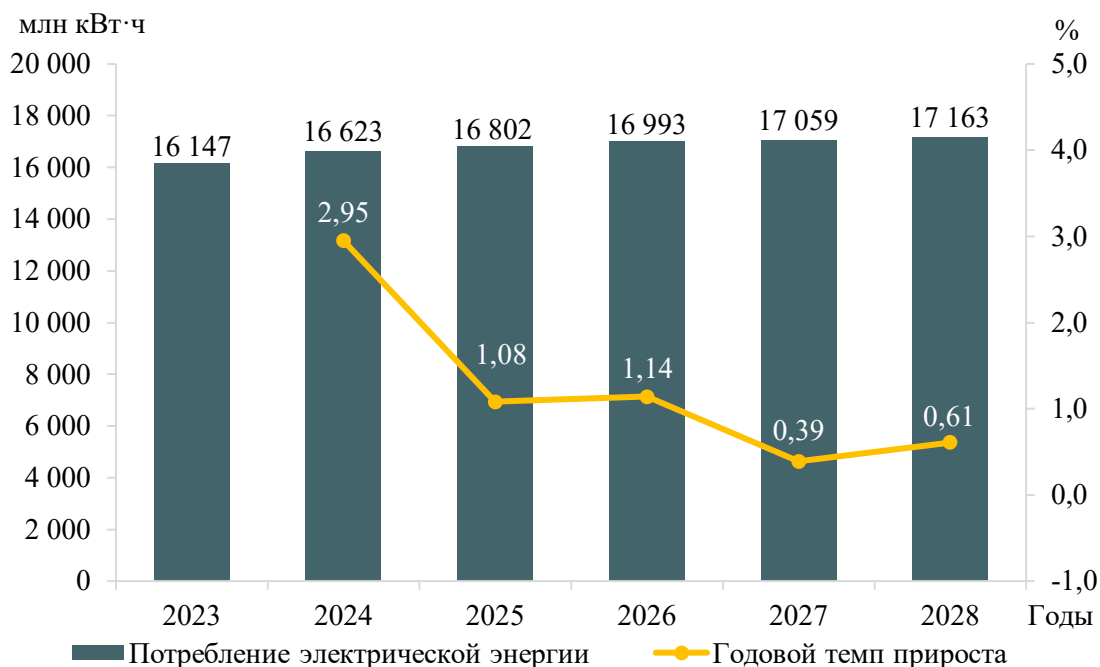


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Белгородской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2290	2348	2408	2463	2472	2481
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	58	60	55	9	9
Годовой темп прироста, %	–	2,53	2,56	2,28	0,37	0,36
Число часов использования максимума потребления мощности	7051	7080	6978	6899	6901	6918

Максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области к 2028 году прогнозируется на уровне 2481 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,76 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 60 МВт или 2,56 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 0,36 %.

Годовой режим электропотребления энергосистемы на перспективу прогнозируется таким же плотным, как и в отчетном периоде. Однако, число часов использования максимума в рассматриваемый прогнозный период уменьшится и к 2028 году составит 6918 час/год против 7051 час/год в 2023 году.

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

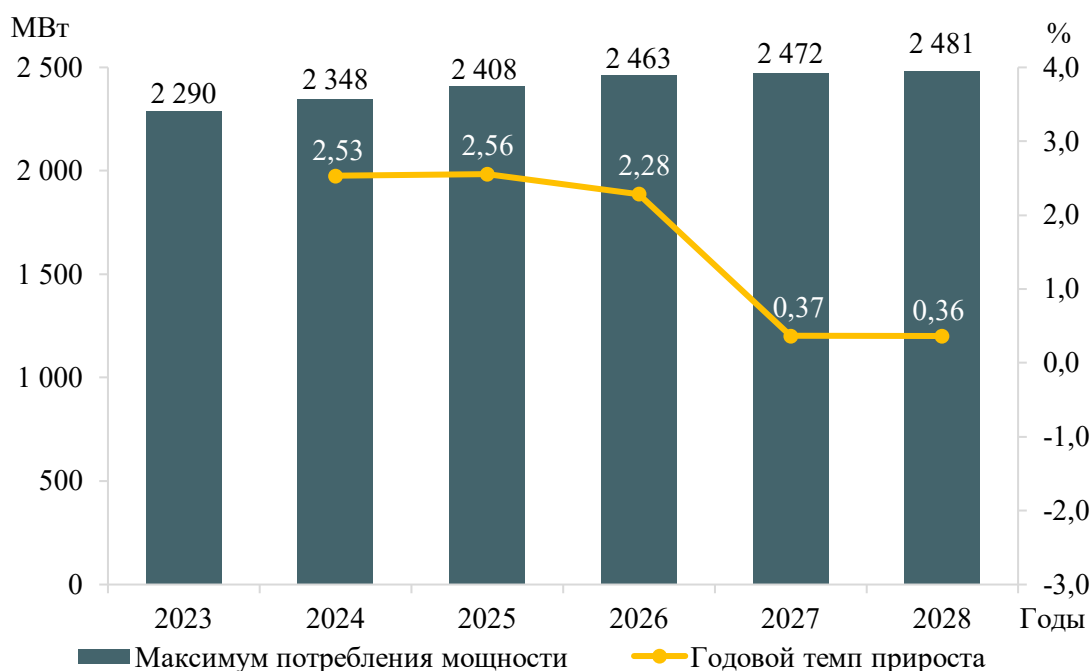


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Белгородской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Белгородской области в 2023–2028 годах составляют 3,8 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Белгородской области представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Белгородской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Белгородской области	3,8	–	–	–	–	–	3,8
ТЭС	3,8	–	–	–	–	–	3,8

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Белгородской области в 2028 году составит 231,2 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Белгородской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Белгородской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 12.

Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Белгородской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 5.

Таблица 12 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Белгородской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Белгородской области	231,2	231,2	231,2	231,2	231,2	231,2
ТЭС	231,2	231,2	231,2	231,2	231,2	231,2

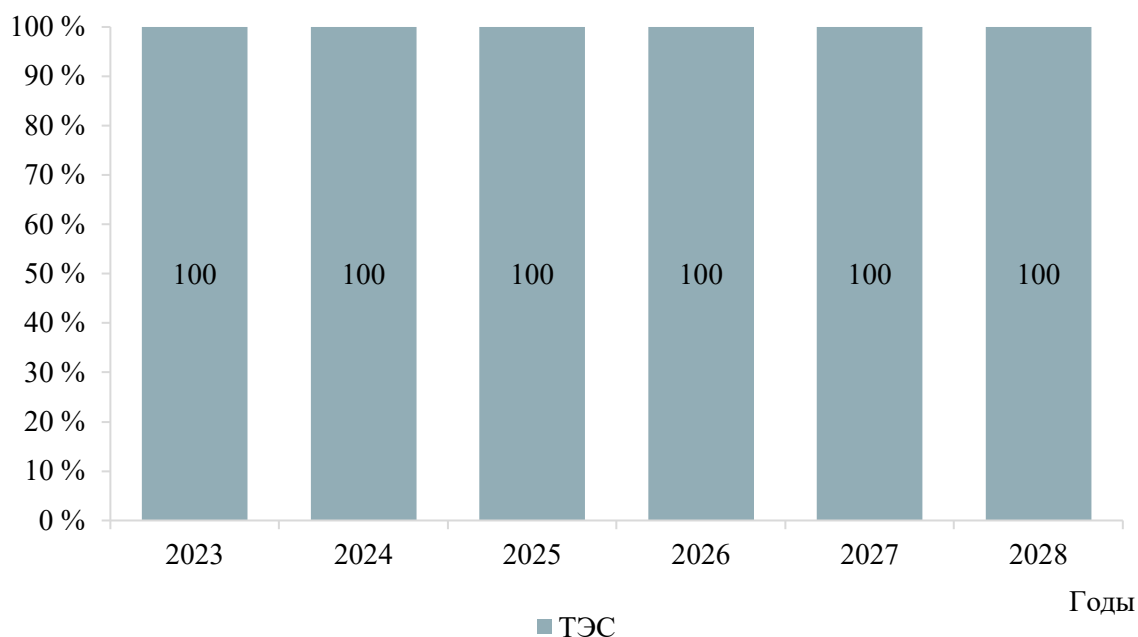


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Белгородской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Белгородской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 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 13.

Таблица 13 – 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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
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 145 км	ПАО «Россети»	330	км	145	–	–	–	–	–	145	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Создание на ПС 330 кВ Белгород устройств АПНУ	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	

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 14 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 14 – 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	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ Слобода с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ООО «Еда будущего»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителя (ООО «Еда будущего»)	ООО «Еда будущего»	–	9,6
2	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				
3	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Алексеевка – Айдар до ПС 110 кВ Слобода ориентировочной протяженностью 0,15 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	0,15	–	–	–	–	–	0,15				
4	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
5	Строительство ПС 110/10 кВ ТК Белогорье 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 Белогорье»)	ООО «ТК Белогорье»	–	70
6	Строительство ВЛ 110 кВ Белгород – Белогорье I цепь и ВЛ 110 кВ Белгород – Белогорье II цепь ориентировочной протяженностью 10 км каждая	ПАО «Россети Центр»	110	км	2×10	–	–	–	–	–	20				

4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Короча с переносом на новую площадку и 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
2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Короча – Скородное с заходами на новую площадку ПС 110 кВ Короча ориентировочной протяженностью 0,687 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	–	0,687	–	–	–	0,687	Реновация основных фондов
3	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шеино – Короча с заходами на новую площадку ПС 110 кВ Короча ориентировочной протяженностью 0,992 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	–	0,992	–	–	–	0,992	Реновация основных фондов

4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

Обоснованные предложения сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), отсутствуют.

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

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

3) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Центр» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 28.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденной приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 35@ инвестиционной программы ПАО «Россети Центр» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр», утвержденную приказом Минэнерго России от 22.12.2021 № 23@;

5) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [4]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– 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 %).

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 в долгосрочной перспективе, 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 в электрической энергии по энергосистеме Белгородской области оценивается в 2028 году в объеме 17163 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,71 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Белгородской области к 2028 году увеличится и составит 2481 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,76 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Белгородской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6899–7080 час/год.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Белгородской области в 2028 году составит 231,2 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 166,679 км, трансформаторной мощности 417 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Схема и программа развития электроэнергетики Белгородской области на 2023–2027 годы : утверждена Постановлением Губернатора Белгородской области от 25 апреля 2022 г. № 69 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Белгородской области на 2023–2027 годы». – Текст : электронный. – URL: <https://belregion.ru/upload/iblock/df0/nmv7cusdpe548ca9ujmd7m6rnl7vx30v/69.pdf> (дата обращения: 28.09.2022).

2. 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: 09.01.2023).

3. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

4. 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: 27.06.2022).

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 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Белгородской области													
Белгородская ТЭЦ	ПАО «Квадра»												
		1	ГТУ LM2500+HSPT	Газ, мазут	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		
Установленная мощность, всего		–	–	–	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Губкинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»												
		1	P-9-37/0,5	Газ, уголь кузнецкий ДМСШ, черемховский К, мазут	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0		
		3	P-10-35/1,2		10,0								Перемаркировка 30.01.2022, Вывод из эксплуатации в 2023 г. Ввод в эксплуатацию 26.01.2022
		4	P-12-3,4/1,2			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	19,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0		
ГТУ ТЭЦ «Луч»	ПАО «Квадра»												
		1	LM2500+HSPT	Газ	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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Мичуринская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»												
		1	ГТ-009	Газ	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	
		3	ГТ-009		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ГТ-009		6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2		
ТЭЦ Валуйкисахар (ПП Валуйки)	ООО «Группа Компаний «Русагро»												
		1	ТР-6/3-1	Газ, мазут	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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
ТЭЦ Дмитротарановского сахарного завода	ООО «Группа Компаний «Русагро»												
		1	P-6-35/5M-1	Газ, мазут	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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
ТЭЦ сахарного комбината «Большевик»	ООО «Группа Компаний «Русагро»												
		1	АПР-6-5(10)	Газ	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		
ТЭЦ Краснояружский сахарник	ООО «Группа Компаний «Русагро»												
		1	P-6-35/5M	Газ	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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
ТЭЦ «Ника» (ТЭУ «Ника»)	ООО «Группа Компаний «Русагро»			Газ								
		1	P-6-35/5		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	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⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
1	Белгородской области	Белгородская 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 145 км	ПАО «Россети»	330	км	145	–	–	–	–	–	145	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	8265,00	4549,32
2	Белгородской области	Белгородская область	Создание на ПС 330 кВ Белгород устройств АПНУ	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	49,37	49,37
3	Белгородской области	Белгородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Короча с переносом на новую площадку и 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	1086,38	869,93
4	Белгородской области	Белгородская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Короча – Скородное с заходами на новую площадку ПС 110 кВ Короча ориентировочной протяженностью 0,687 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	–	0,687	–	–	–	0,687	2025	Реновация основных фондов	12,29	12,14

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
5	Белгородской области	Белгородская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шеино – Короча с заходами на новую площадку ПС 110 кВ Короча ориентировочной протяженностью 0,992 км	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	–	0,992	–	–	–	0,992	2025	Реновация основных фондов	17,48	17,29

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – 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. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министерства 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.