

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

ВОРОНЕЖСКАЯ ОБЛАСТЬ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Воронежской 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 .....	10
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	16
2.2 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).....	16
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.....	16
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	16
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ .....	16
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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, реализуемых в энергосистеме Воронежской области и 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 проектов 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 Воронежской области .....	24
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 мощность.....	26
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) .....	26
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	27
6	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	28
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>29</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>30</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	<b>31</b>

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АО	–	аварийное отключение
АЭС	–	атомная электростанция
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
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	– кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	– кабельная линия электропередачи
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +20 °С; Макс лето	– 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
ОРУ	– открытое распределительное устройство
ОЭЗ ППТ	– особая экономическая зона промышленно-производственного типа
ПС	– (электрическая) подстанция
РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СиПР	– Схема и программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
Т	– трансформатор

ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТЭС	–	тепловая электростанция

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Воронежской 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 потребности в электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Воронежской области 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 Воронежской области на период до 2028 года, в том числе:

– перечень реализуемых и перспективных проектов 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.

## **1 Описание энергосистемы**

Энергосистема Воронежской области охватывает территорию Воронежской области, которая входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Воронежской области:

– филиал ПАО «Россети» – Верхне-Донское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Воронежской, Липецкой и Тамбовской областей;

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

### **1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Воронежской области**

Энергосистема Воронежской области связана с энергосистемами:

– Липецкой области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ): ВЛ 500 кВ – 3 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Белгородской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Курское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Тамбовской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Липецкого РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Волгоградской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ): ВЛ 110 кВ – 6 шт, ВЛ 10 кВ – 1 шт.;

– Саратовской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.

### **1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии**

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Воронежской области с указанием максимальной потребляемой мощности за 2021 год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Воронежской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	132
Более 10 МВт	
АО «Минудобрения»	69
АО «Воронежсинтезкаучук»	45
Воронежский филиал АО «ЕВРОЦЕМЕНТ групп»	32
Филиал ПАО «ИЛ»-ВАСО	18
ООО «Родина»	17
АО «Павловск Неруд»	15

### 1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Воронежской области на 01.01.2022 составила 4283,6 МВт, в том числе: АЭС – 3778,3 МВт, ТЭС – 505,3 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	4262,9	–	–	+20,7	–	4283,6
АЭС	3778,3	–	–	–	–	3778,3
ТЭС	484,6	–	–	+20,7	–	505,3

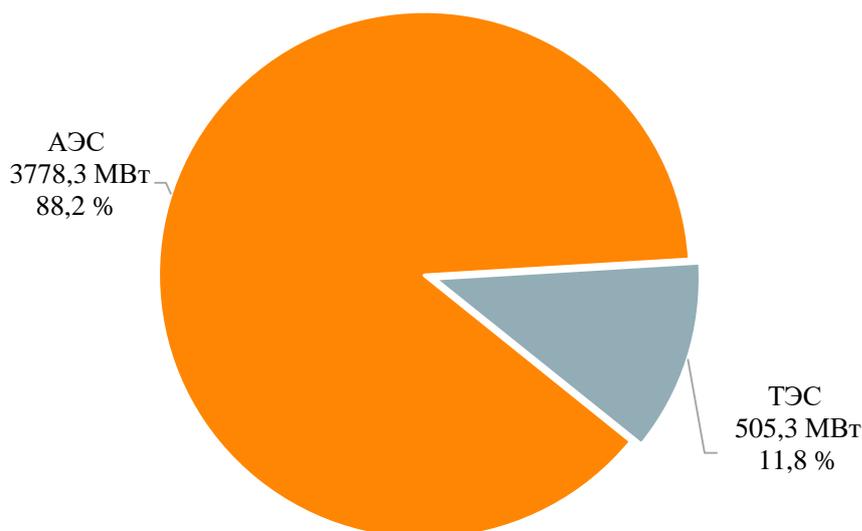


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Воронежской области по состоянию на 01.01.2022

#### 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 Воронежской области приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11042	11288	11716	11981	12592
Годовой темп прироста, %	0,35	2,23	3,79	2,26	5,10
Максимум потребления мощности, МВт	1814	1788	1843	1909	2001
Годовой темп прироста, %	3,95	-1,43	3,08	3,58	4,82
Число часов использования максимума потребления мощности	6087	6313	6357	6276	6293
Дата и время прохождения максимума потребления мощности(мск), дд.мм/чч:мм	09.02 10:00	28.02 11:00	28.11 17:00	25.12 11:00	24.12 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-16,9	-12,0	-0,6	-8,6	-15,9



Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Воронежской области и годовой темп прироста за период 2017–2021 годов

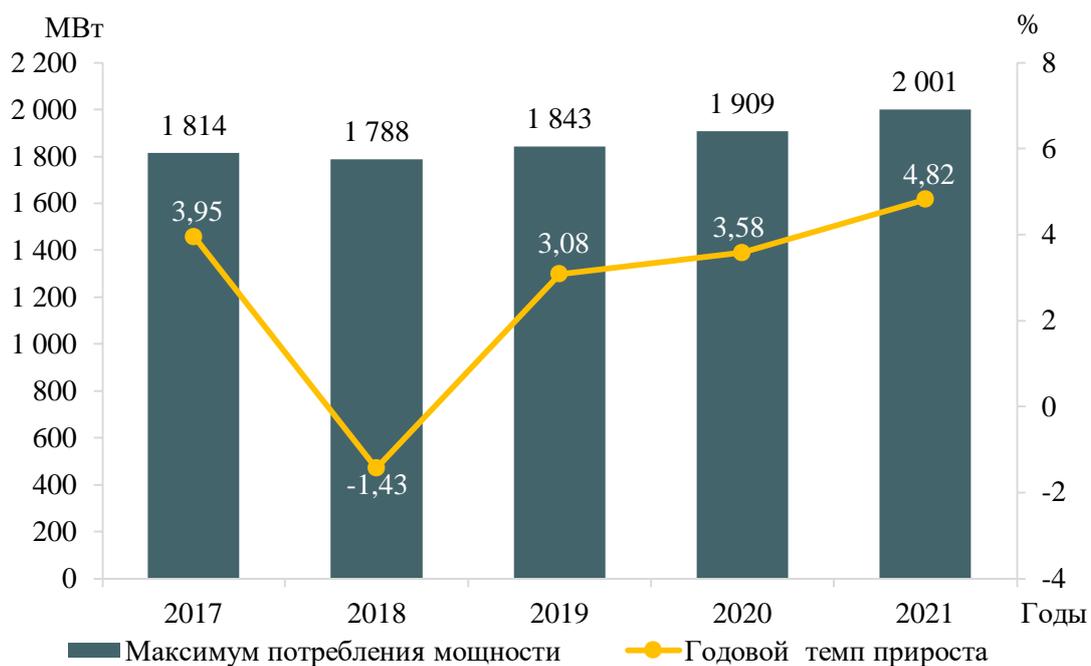


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Воронежской области и годовой темп прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Воронежской области увеличилось на 1589 млн кВт·ч и составило в 2021 году 12592 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,73 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,10 % в 2021 году, наименьший годовой прирост зафиксирован в 2017 году и составил 0,35 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Воронежской области вырос на 256 МВт и составил 2001 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,78 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 4,82 % в 2021 году, что обусловлено более низкими ТНВ в день прохождения максимума потребления мощности и выхода экономики из постковидного периода; наибольшее снижение мощности составило -1,43 % в 2018 году, обусловленное снижением потребления мощности на собственные нужды Нововоронежской АЭС.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- ростом потребления АО «Воронежсинтезкаучук»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- повышением потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах;
- ростом потребления на собственные нужды электростанций.

### **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 Воронежской приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Воронежской области приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Латная – Курская I, II цепь	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»	2017	2×7,82 км
2	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Придонская – Сергеевка-тяговая № 1	ОАО «РЖД»	2017	97 км
3	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Придонская – Сергеевка-тяговая № 2	ОАО «РЖД»	2017	102,63 км
4	220 кВ	Ввод в работу вновь образованной ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья после реконструкции и перезавода ВЛ 220 кВ Кировская – ПОСТ 474 на ПС 220 кВ Овощи Черноземья	Филиал ПАО «Россети» – Верхне-Донское ПМЭС	2017	74,56 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	220 кВ	Ввод в работу вновь образованной ВЛ 220 кВ ПОСТ 474 – Овоши Черноземья после реконструкции и перезавода ВЛ 220 кВ Кировская – ПОСТ 474 на ПС 220 кВ Овоши Черноземья	Филиал ПАО «Россети» – Верхне-Донское ПМЭС	2017	51,2 км
6	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Латная – Родина	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»	2018	5,17 км
7	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Бутурлиновка – Бутурлиновка-2 №1	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»	2019	0,43 км
8	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Бутурлиновка – Бутурлиновка-2 №2	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»	2019	0,54 км
9	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Кировская – Озерки №1	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»	2019	1,13 км
10	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Кировская – Озерки №2	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»	2019	1,13 км
11	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Донская – Бутурлиновка	Филиал ПАО «Россети» – Верхне-Донское ПМЭС	2019	120,55 км
12	500 кВ	Строительство новой ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол №2	Филиал ПАО «Россети» – Верхне-Донское ПМЭС	2019	102,6 км
13	110 кВ	ВЛ 110 кВ Подгорное – Спутник I цепь с отпайкой на ПС Подгорное-2. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ №27 с отпайками (ВЛ-110-27) на ПС 110 кВ Спутник с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Подгорное – Спутник I цепь с отпайкой на ПС Подгорное-2 и ВЛ 110 кВ Спутник – СХИ I цепь с отпайками	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»	2020	0,7 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
14	110 кВ	ВЛ 110 кВ Подгорное – Спутник II цепь с отпайкой на ПС Подгорное-2. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ №28 с отпайками (ВЛ-110-28) на ПС 110 кВ Спутник с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Подгорное – Спутник II цепь с отпайкой на ПС Подгорное-2 и ВЛ 110 кВ Спутник – СХИ II цепь с отпайками	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»	2020	0,5 км
15	110 кВ	ВЛ 110 кВ Спутник – СХИ I цепь с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ №27 с отпайками (ВЛ-110-27) на ПС 110 кВ Спутник с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Подгорное – Спутник I цепь с отпайкой на ПС Подгорное-2 и ВЛ 110 кВ Спутник – СХИ I цепь с отпайками	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»	2020	0,7 км
16	110 кВ	ВЛ 110 кВ Спутник – СХИ II цепь с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ №28 с отпайками (ВЛ-110-28) на ПС 110 кВ Спутник с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Подгорное – Спутник II цепь с отпайкой на ПС Подгорное-2 и ВЛ 110 кВ Спутник – СХИ II цепь с отпайками	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»	2020	0,5 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Сергеевка-тяговая	ОАО «РЖД»	2017	2×40 МВА
2	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ № 31 Воля	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»	2017	25 МВА
3	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Латная	Филиал ПАО «Россети» – Верхне-Донское ПМЭС	2017	200 МВА
4	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Пост-474-тяговая с установкой трансформатора	ОАО «РЖД»	2017	1×40 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Строительная	ООО «ЭСК Воронеж»	2017	2×10 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ВЗР	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»	2018	40 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Озерки	ООО «Каскадэнергосеть»	2019	2×16 МВА
8	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Бутурлиновка	Филиал ПАО «Россети» – Верхне-Донское ПМЭС	2019	125 МВА
9	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ № 42 Полос	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»	2020	25 МВА
10	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Спутник	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»	2020	2×40 МВА
11	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Бобров-тяговая	ОАО «РЖД»	2021	40 МВА
12	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Озерки	ООО «Каскадэнергосеть»	2021	16 МВА

## **2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики**

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

На территории Воронежской области энергорайонов, характеризующихся рисками ввода ГАО, не выявлено.

### **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 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.

### **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**

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, на территории Воронежской области не выявлена.

2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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 проектов 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 [1] 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, реализуемых в энергосистеме Воронежской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности**

В энергосистеме Воронежской области до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 6 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Воронежской области.

Таблица 6 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 10 МВт							
1	Тепличный комплекс	ООО «Отечество»	0,0	75,0	220	2023	ПС 220 кВ Латная
2	Индустриальный парк «Масловский» и ОЭЗ ППТ «Центр»	Департамент СП	0,0	63,0	220	2023	ПС 220 кВ Южная
3	Тепличный комплекс	ООО ТК «Воронежский»	0,0	100,0	110	2023	ПС 220 кВ Бобров

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Воронежской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Воронежской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	12776	13057	13312	13484	13422	13617
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	281	255	172	-62	195
Годовой темп прироста, %	–	2,20	1,95	1,29	-0,46	1,45

Потребление электрической энергии по энергосистеме Воронежской области прогнозируется на уровне 13617 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,12 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 281 млн кВт·ч или 2,20 %, наибольшее снижение ожидается в 2027 году и составит -62 млн кВт·ч или -0,46 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Воронежской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 6.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Воронежской области представлены на рисунке 4.

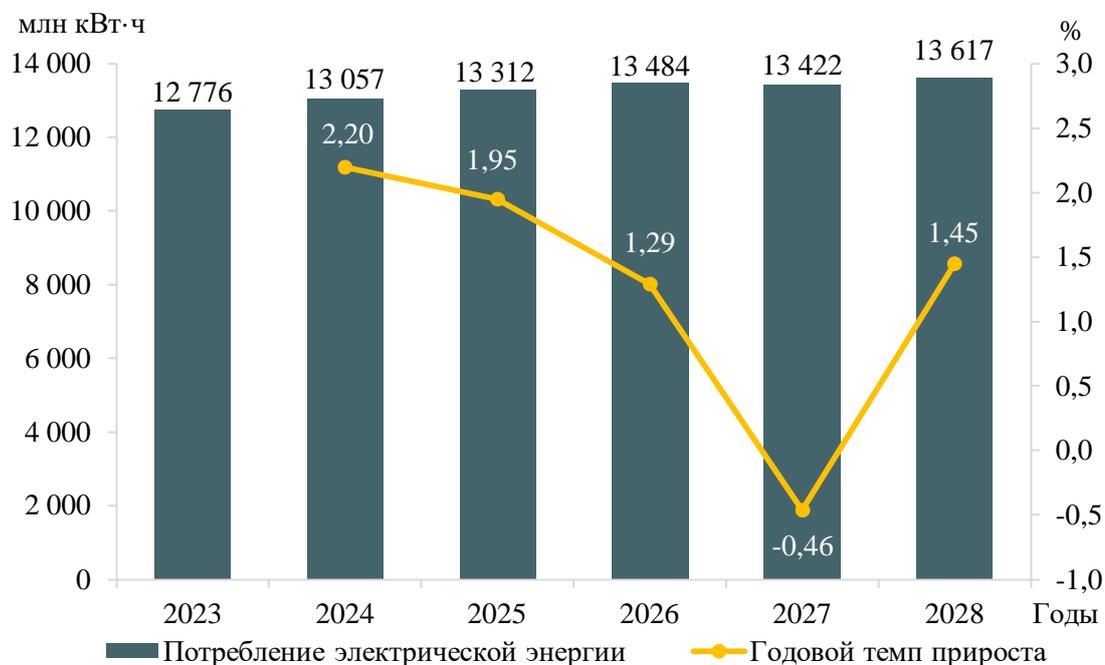


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Воронежской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- ростом потребления на действующих промышленных потребителях, наибольший прирост ожидается на АО «Минудобрения»;
- увеличением потребления в производстве сельскохозяйственной продукции;
- вводом новых резидентов в Индустриальном парке «Масловский» и ОЭЗ ППТ «Центр».

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Воронежской области на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Воронежской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2050	2098	2108	2119	2126	2131
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	48	10	11	7	5
Годовой темп прироста, %	–	2,34	0,48	0,52	0,33	0,24
Число часов использования максимума потребления мощности	6232	6224	6315	6363	6313	6390

Максимум потребления мощности энергосистемы Воронежской области к 2028 году прогнозируется на уровне 2131 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,90 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 48 МВт или 2,34 %; наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 5 МВт или 0,24 %.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период немного уплотнится, что объясняется вводом новых промышленных потребителей, режим работы которых имеет тенденцию к уплотнению годового режима. Число часов использования максимума потребления мощности к 2028 году прогнозируется на уровне 6390 час/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Воронежской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

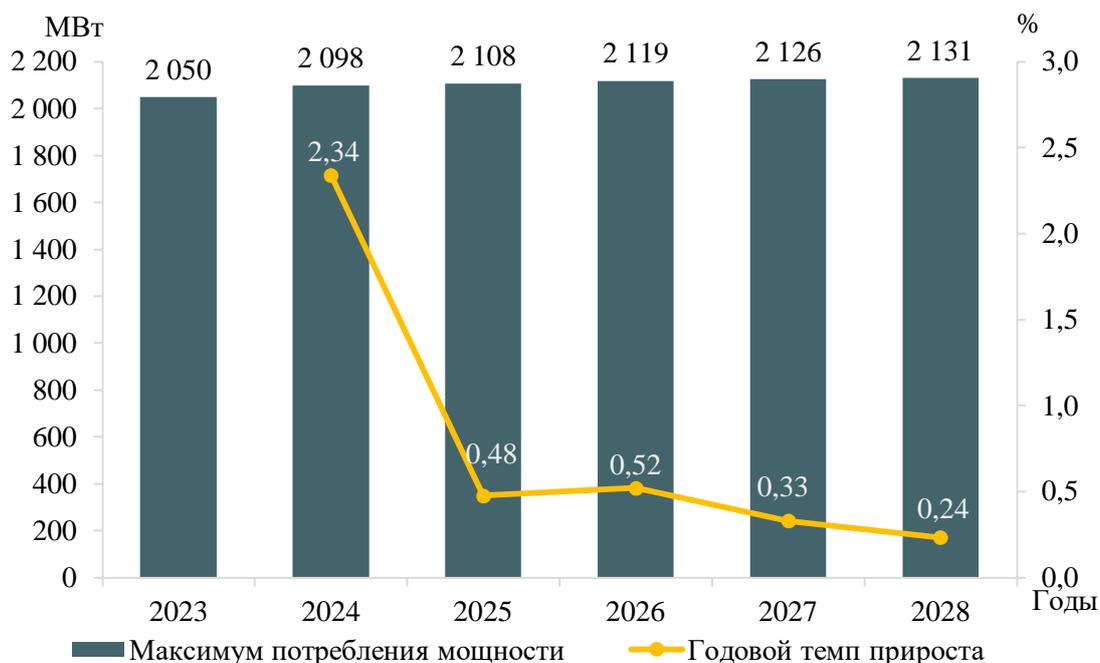


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Воронежской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Воронежской области в 2023–2028 годах составляют 14 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Воронежской области представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Воронежской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Воронежской области	–	–	14	–	–	–	14
ТЭС	–	–	14	–	–	–	14

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Воронежской области в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 16 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Воронежской области в 2028 году составит 4195,6 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Воронежской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Воронежской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 10. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Воронежской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 10 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Воронежской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Воронежской области	4193,6	4193,6	4195,6	4195,6	4195,6	4195,6
АЭС	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3
ТЭС	415,3	415,3	417,3	417,3	417,3	417,3

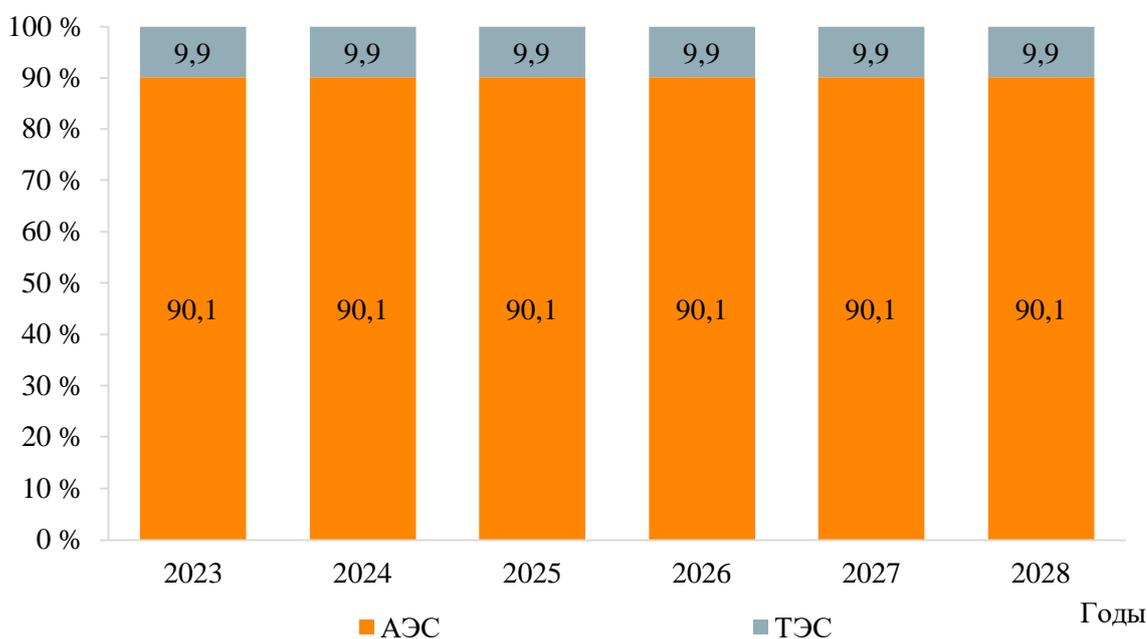


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Воронежской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Воронежской 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**

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

##### **4.2 Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 Воронежской области**

В таблице 11 представлен перечень реализуемых и перспективных проектов 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 Воронежской области.

Таблица 11 – Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 Воронежской области

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ Задонская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО УК «Авиасервис»)	ООО УК «Авиасервис»	5,7	5
2	Строительство двухцепной отпайки от ВЛ 110 кВ № 47 и ВЛ 110 кВ № 48 ориентировочной протяженностью 14,174 км	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Воронежэнерго»		км	2×14,174	–	–	–	–	–	–				
3	Строительство ПС 110 кВ Отечество с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Отечество»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Отечество»)	ООО «Отечество»	–	75
4	Строительство КВЛ 110 кВ Латная – Отечество ориентировочной протяженностью 0,5 км	ООО «Отечество»		км	0,5	–	–	–	–	–	–				
5	Строительство ПС 110 кВ Парковая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Инвестор	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей Департамент строительной политики Воронежской области	Департамент строительной политики Воронежской области	–	63
6	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Южная – Парковая ориентировочной протяженностью 3,1 км, двухцепной КВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Южная до отпайки на ПС 110 кВ Индустриальная ориентировочной протяженностью 1,8 км	Инвестор		км	2×3,1 2×1,8	–	–	–	–	–	–				
7	Строительство ПС 110 кВ ТК Воронежский с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 125 МВА	ООО «ТК Воронежский»	110	МВА	1×125	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «ТК Воронежский»)	ООО «ТК Воронежский»	–	100
8	Строительство ЛЭП 110 кВ Бобров – ТК Воронежский ориентировочной протяженностью 2,78 км	ООО «ТК Воронежский»		км	2,78	–	–	–	–	–	–				

**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 мощность**

Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в СиПР ЕЭС России [1] 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, отсутствуют.

**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 проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию**

В Воронежской области отсутствуют реализуемые и перспективные проекты по развитию электрических сетей, необходимые к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Определение капитальных вложений в реализацию проектов не требуется.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Воронежской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Воронежской 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 проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Воронежской области оценивается в 2028 году в объеме 13617 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,12 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Воронежской области к 2028 году увеличится и составит 2131 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,90 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Воронежской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6224–6390 час/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Воронежской области в 2028 году составит 4195,6 МВт.

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ протяженностью 41,428 км, трансформаторной мощности 363 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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).

**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 Воронежской области													
Нововоронежская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо									
		4	ВВЭР-417		417,0	417,0	417,0	417,0	417,0	417,0	417,0	417,0	
		5	ВВЭР-1000		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	
		6	ВВЭР		1180,3	1180,3	1180,3	1180,3	1180,3	1180,3	1180,3	1180,3	
		7	ВВЭР	1181,0	1181,0	1181,0	1181,0	1181,0	1181,0	1181,0	1181,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3		
Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»			Газ, мазут									
		4	ПТ-30-90/10М		30,0								Вывод из эксплуатации в 2022 г.
		5	ПТ-30-90/10М		30,0								Вывод из эксплуатации в 2022 г.
		6	ПТ-30-90/10М		30,0								Вывод из эксплуатации в 2022 г.
		7	Р-14-90/10-17М		14,0	14,0	14,0						Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		8	Р-14-90/10-17М		14,0	14,0	14,0	30,0	30,0	30,0	30,0		Модернизация в 2025 г.
		9	ПР-20-90/10/0,9М		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		1	ПГУ		120,3	120,3	120,3	120,3	120,3	120,3	120,3	120,3	
		2	ПГУ		120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	120,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	378,3	288,3	288,3	290,3	290,3	290,3	290,3		
Воронежская ТЭЦ-2	ПАО «Квадра»			Газ, мазут									
		2	ПР-12-35/10М/1,2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		1, 3	ПГУ		115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	127,0	127,0	127,0	127,0	127,0	127,0	127,0		