

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА КУРСКОЙ ОБЛАСТИ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1 Описание энергосистемы .....	6
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Курской области.....	6
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	6
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	7
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	7
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	10
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	11
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	11
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	11
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	11
2.2.2 Предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже .....	14
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	15
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	15
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	15
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям.....	15
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы .....	16
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	16

3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	18
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	19
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	20
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы .....	23
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	23
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 Курской области.....	23
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	25
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	27
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	28
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	29
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	30
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>31</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>32</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	<b>33</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b> 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 .....	<b>35</b>

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АО	–	аварийное отключение
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КРУЭ	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПАР	–	послеаварийный режим
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ЦП	–	центр питания
$S_{\text{ддн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Курской области за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Курской области на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

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

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Курской области на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;

- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;

- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;

- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

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

## 1 Описание энергосистемы

Энергосистема Курской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Курское РДУ и обслуживает территорию Курской области.

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

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

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

### 1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Курской области

Энергосистема Курской области связана с энергосистемами:

– Орловской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт., КВЛ 110 кВ – 1 шт.; ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

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

– Липецкой области (Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Брянской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт.

### 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Курской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «Михайловский ГОК им. А.В. Варичева»	347,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
ООО «Мираторг-Курск»	30,0
ООО «Курскхимволокно»	12,0

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Курской области на 01.01.2023 составила 3270,7 МВт, в том числе: АЭС – 3000 МВт, ТЭС – 270,7 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 отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	3270,7	–	–	–	–	3270,7
АЭС	3000,0	–	–	–	–	3000,0
ТЭС	270,7	–	–	–	–	270,7

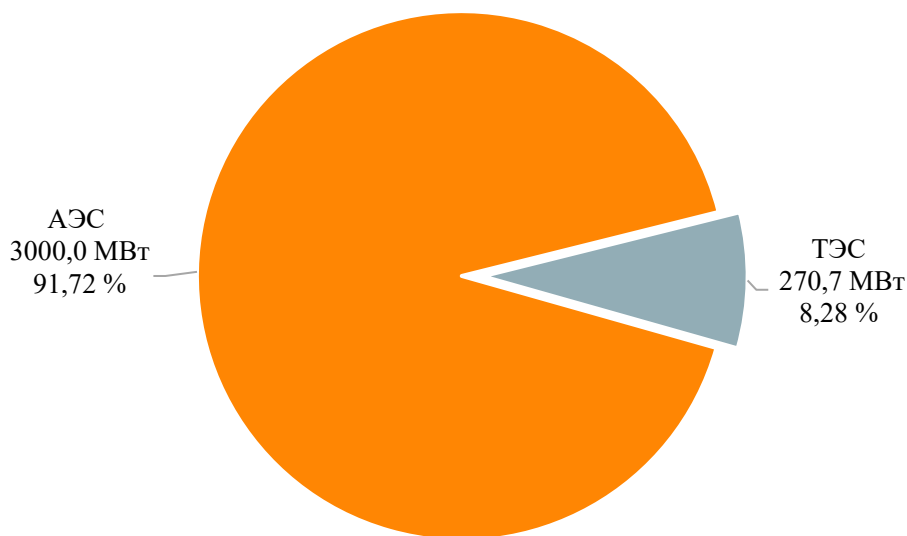


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Курской области по состоянию на 01.01.2023

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

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

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Курской области

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8591	8502	8640	8961	8266
Годовой темп прироста, %	-2,31	-1,04	1,62	3,72	-7,76
Максимум потребления мощности, МВт	1228	1184	1246	1245	1198
Годовой темп прироста, %	-3,23	-3,58	5,24	-0,08	-3,78
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6996	7181	6934	7198	6900
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	20.12 18:00	21.12 18:00	24.12 10:00	17.11 18:00	19.01 13:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-10,2	-0,3	-4,7	-3,5	-8,7

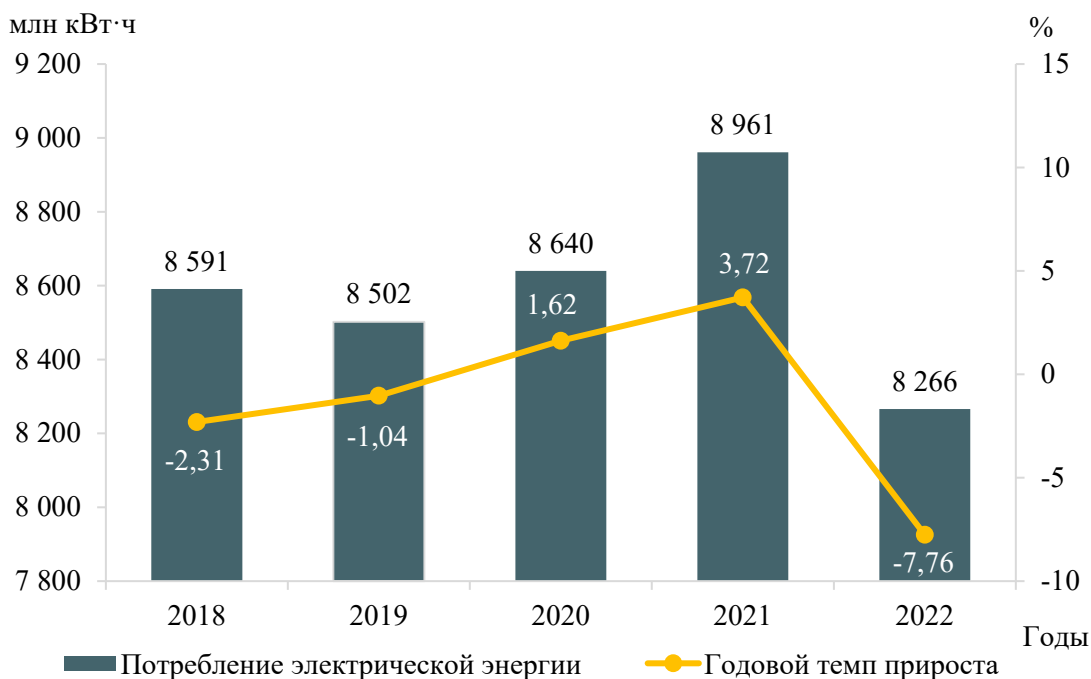


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Курской области и годовые темпы прироста



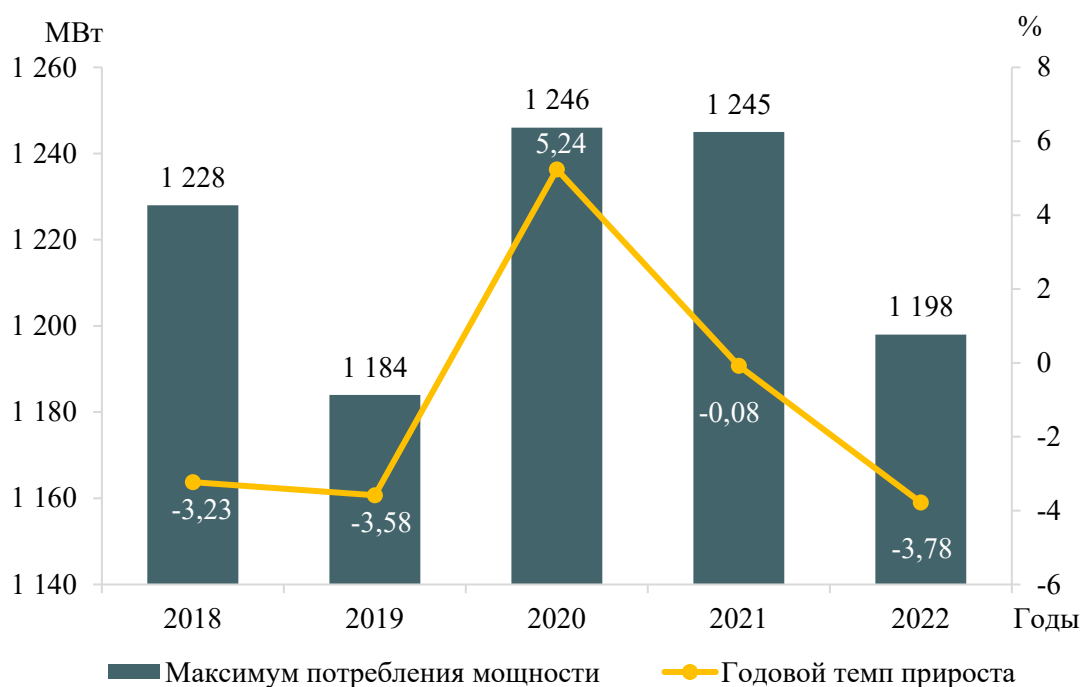


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы по Курской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Курской области снизилось на 528 млн кВт·ч и составило в 2022 году 8266 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -1,23 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,72 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2022 году и составило 7,76 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Курской области снизился на 71 МВт и составил 1198 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 1,15 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 5,24 % в 2020 году; наибольшее снижение мощности, равное 3,78 %, наблюдалось в 2022 году.

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

- режимом работы генерирующего оборудования Курской АЭС;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- разнонаправленными тенденциями потребления предприятием по добыче и обогащению железной руды АО «Михайловский ГОК им. А.В. Варичева»;
- ростом потребления в производстве сельскохозяйственной продукции;
- снижением потребления на собственные нужды Курской АЭС за счет вывода из эксплуатации 1 энергоблока в 2021 году.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Курской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Курской 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 КВЛ 110 кВ Южная – Мираторг	ПАО «Россети Центр»	2020	3,816 км
2	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Курская – Мираторг	ПАО «Россети Центр»	2021	18,872 км
3	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Железнодорожная – Мираторг	Абонентская	2021	39,34 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Установка БСК на ПС 110 кВ Касторное	ПАО «Россети»	2022	38 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 Курской области отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

#### 2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

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

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-12,1
	20.06.2018	22,4
2019	18.12.2019	2,6
	19.06.2019	22,8
2020	16.12.2020	-2,3
	17.06.2020	23,3
2021	15.12.2021	-1,7
	16.06.2021	21
2022	21.12.2022	-1,5
	15.06.2022	16,1

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

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

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

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Центр»

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

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

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Высокая	110/10	1Т	ТДН-16000/110	115/11	16	2003	87,0	12,58	6,69	9,49	11,71	11,28	7,61	8,14	7,08	8,47	8,57	9,7
			2Т	ТДН-16000/110	115/11	16	2003	85,75	7,90	5,71	9,05	8,95	9,03	7,96	7,22	8,24	7,78	7,95	

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Высокая	1Т	ТДН-16000/110	2003	87,0	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		2Т	ТДН-16000/110	2003	85,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Высокая	2021	20,65	–	–	–	–	–	–	–	–	–	20,65	20,65	20,65	20,65	20,65	20,65

### ПС 110 кВ Высокая.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 20,65 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 103,3 % от  $S_{ддн}$ , что превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -1,7 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 9,7 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 10,95 МВА (54,8 % от  $S_{ддн}$ ), что не превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Высокая отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{персп}^{тр} = 20,65 + 0 + 0 - 9,7 = 10,95 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 54,8 % от  $S_{ддн}$ , что не превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Центр» (реконструкция ПС 110 кВ Высокая с заменой трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

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

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

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

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

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

### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород.

Для исключения существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы Белгородской области за пределы допустимых значений необходимо выполнить 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.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с реконструкцией ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная.

Согласно решениям протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 22.02.2023 № НШ-57пр. планируется строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с реконструкцией ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Мирный, ВЛ 330 кВ Мирный – Сумы Северная и ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный..

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

Срок реализации мероприятия – 2028 год.

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

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

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы**

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

В таблице 10 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Курской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.



Таблица 10– Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Курской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Завод по производству горячебрикетированного железа	АО «Михайловский ГОК им. А.В. Варичева»	0	100	110	2026 2028	ПС 330 кВ Железногорская
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
2	Многоэтажная жилая застройка	ООО СЗ «Стройдом-Инвест»	6,1	6,9	6	2023	Курская ТЭЦ-1

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Курской области на период 2024–2029 годов представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Курской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	8150	8354	8799	8922	9563	9647	10296
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	204	445	123	641	84	649
Годовой темп прироста, %	–	2,50	5,33	1,40	7,18	0,88	6,73

Потребление электрической энергии по энергосистеме Курской области прогнозируется на уровне 10296 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,19 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 641 млн кВт·ч или 7,18 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2028 году и составит 84 млн кВт·ч или 0,88 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Курской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенных в таблице 10.

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

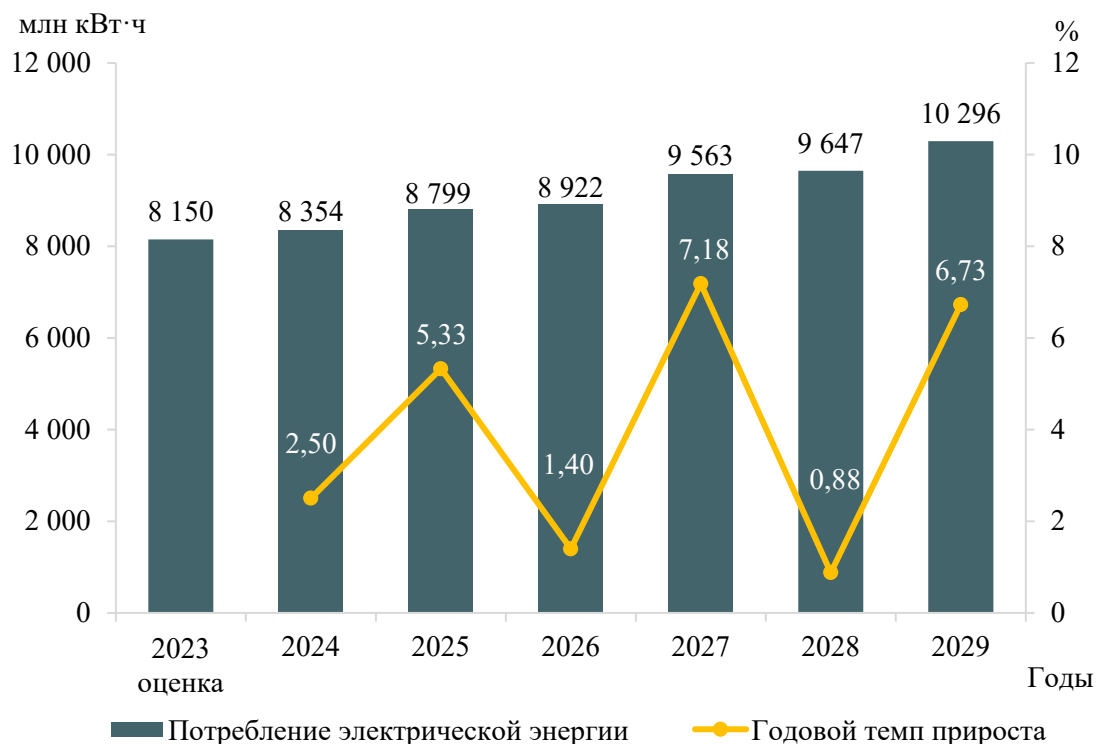


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Курской области и годовые темпы прироста

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

- расширением производства на действующих промышленных предприятиях;
- увеличением потребления в производстве сельскохозяйственной продукции;

- выводом из эксплуатации энергоблока № 2 Курской АЭС и вводом в эксплуатацию энергоблока № 1 и № 2 Курской АЭС-2.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Курской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Курской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1198	1176	1266	1281	1365	1424	1454
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-22	90	15	84	59	30
Годовой темп прироста, %	–	-1,84	7,65	1,18	6,56	4,32	2,11

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6803	7104	6950	6965	7006	6775	7081

Максимум потребления мощности энергосистемы Курской области к 2029 году прогнозируется на уровне 1454 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,81 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 90 МВт или 7,65 %; снижение годового прироста ожидается в 2024 году в размере 22 МВт или 1,84 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период будет оставаться достаточно плотным. Число часов использования максимума потребления мощности к 2029 году прогнозируется на уровне 7081 ч/год.

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

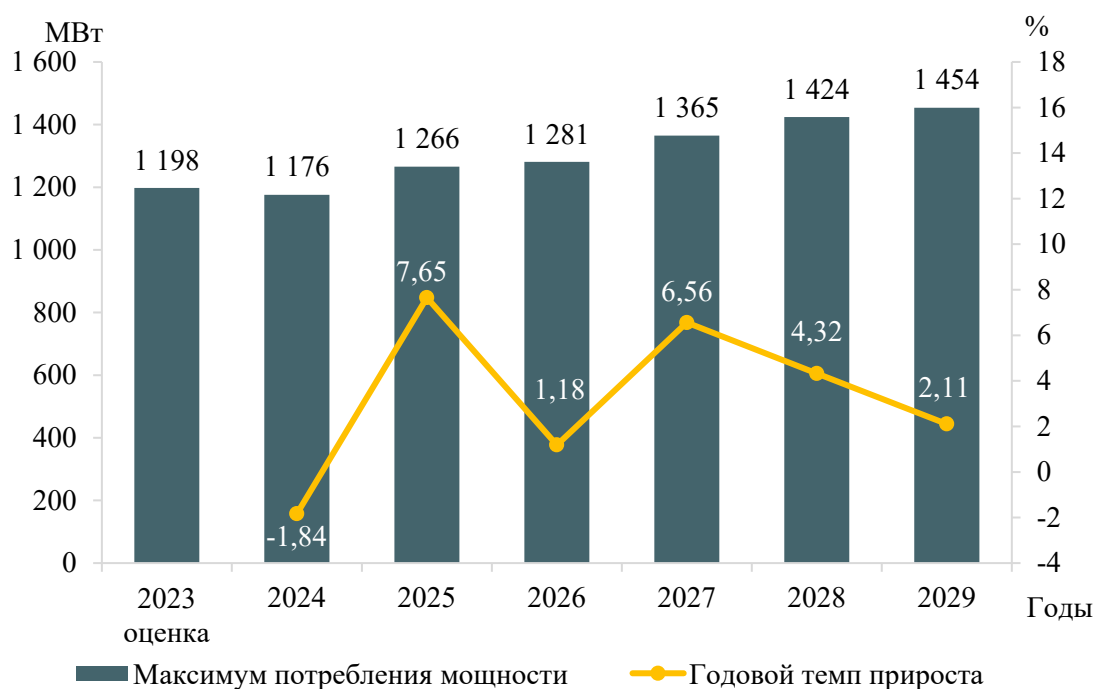


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Курской области и годовые темпы прироста

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Курской области в 2024–2029 годах составляют 1000 МВт. На атомных электростанциях планируется вывести из эксплуатации энергоблок № 2 установленной мощностью 1000 МВт на Курской АЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Курской области в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Курской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Курской области	–	1000	–	–	–	–	–	1000
АЭС	–	1000	–	–	–	–	–	1000

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Курской области в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 2400 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Курской области в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Курской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Курской области	–	–	1200	–	1200	–	–	2400
АЭС	–	–	1200	–	1200	–	–	2400

Развитие атомной энергетики в период 2024–2029 годов предусматривается на площадке Курской АЭС в Курской области с вводом двух энергоблоков типа ВВЭР-ТОИ установленной мощностью по 1200 МВт каждый в 2025 и 2027 годах.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Курской области в 2029 году составит 4691 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Курской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Курской области представлена в таблице 15. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Курской области представлена на рисунке 6.

Таблица 15 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Курской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Курской области	3291	2291	3491	3491	4691	4691	4691
АЭС	3000	2000	3200	3200	4400	4400	4400
ТЭС	291	291	291	291	291	291	291

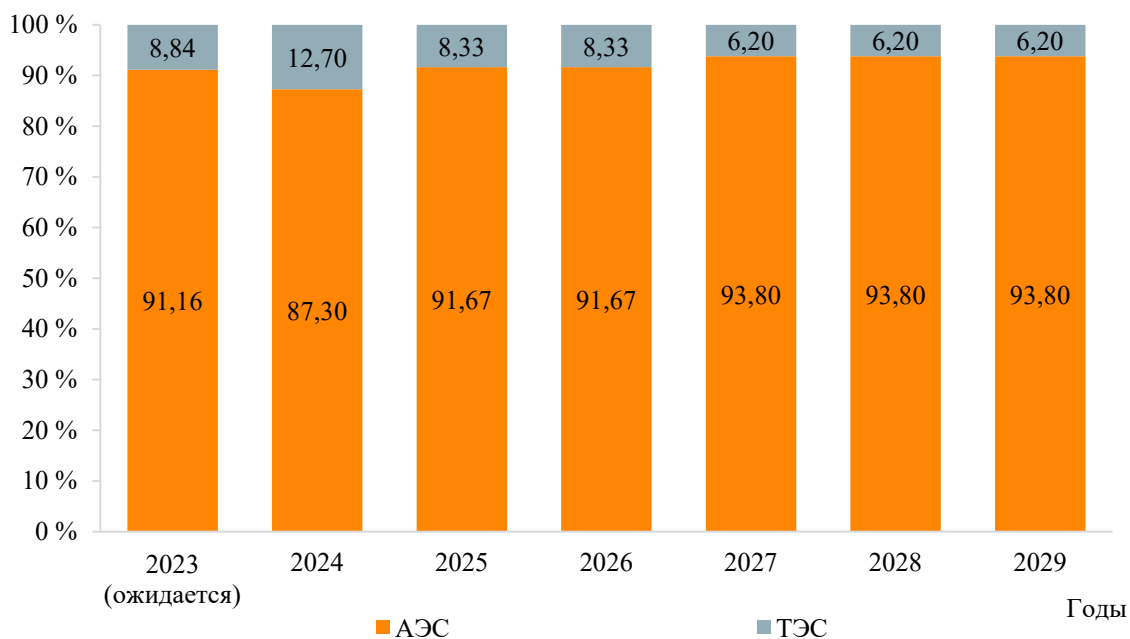


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Курской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Курской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы**

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

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

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

В таблице 16 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Курской области.

Таблица 16 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Курской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новобрянская для обеспечения возможности строительства блочной гибкой связи 750 кВ энергоблока № 1 Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 2,17 км	ПАО «Россети»	750	км	2,17	–	–	–	–	–	–	2,17	Обеспечение схемы выдачи мощности блока № 1 Курской АЭС-2	АО «Концерн Росэнергоатом»	–	1200
2	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Железногорская в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	330	км	–	2×1	–	–	–	–	–	2				
3	Реконструкция ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Стройплощадка № 1 с организацией ее перезавода из существующего ОРУ Курской АЭС в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 5 км	АО «Концерн Росэнергоатом»	330	км	–	5	–	–	–	–	–	5				
4	Строительство заходов ВЛ 330 кВ 2АТ в КРУЭ 330 кВ Курская АЭС-2 ориентировочной протяженностью 10 км каждый	АО «Концерн Росэнергоатом»	330	км	–	2×10	–	–	–	–	–	20				
5	Строительство ПС 110 кВ № 47 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Михайловский ГОК им. А.В. Варичева»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Михайловский ГОК им. А.В. Варичева»	АО «Михайловский ГОК им. А.В. Варичева»	346	41
6	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Железногорская – Тяга № 3 и ВЛ 110 кВ Железногорская – Тяга № 4 до ПС 110 кВ № 47 ориентировочной протяженностью 0,53 км каждая		110	км	–	2×0,53	–	–	–	–	–	1,06				
7	Строительство ПС 110 кВ ГПП-5 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый		110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126				
8	Строительство двух ВЛ 110 кВ Железногорская – ГБЖ № 1, ВЛ 110 кВ Железногорская – ГБЖ № 2 до ПС 110 кВ ГПП-5 ориентировочной протяженностью 2,3 км каждая		110	км	–	2×2,3	–	–	–	–	–	4,6				
9	Строительство ПС 110 кВ ГПП-4 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый		110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126				
10	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Железногорская – ГОК № 7 и ВЛ 110 кВ Железногорская – ГОК № 8 до ПС 110 кВ ГПП-4 ориентировочной протяженностью 6 км каждая		110	км	2×6	–	–	–	–	–	–	12				



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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с реконструкцией ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Мирный, ВЛ 330 кВ Мирный – Сумы Северная и ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный	ПАО «Россети»	330	х	–	–	–	–	–	х	–	х	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 22.02.2023 № НШ-57пр
2	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 существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, на территории Курской области 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 Курской 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 публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

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

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

## **7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети**

В Курской области отсутствуют реализуемые и перспективные мероприятия по развитию распределительных электрических сетей, необходимые к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети не требуется.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Курской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Курской области, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Курской области оценивается в 2029 году в объеме 10296 млн кВт ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,19 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Курской области к 2029 году увеличится и составит 1454 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,81 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Курской области в 2024–2029 годах прогнозируется в диапазоне 6775–7104 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Курской области в 2024–2029 годах составляют 1000 МВт на Курской АЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Курской области в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 2400 МВт за счет ввода на площадке Курской АЭС двух энергоблоков типа ВВЭР-ТОИ установленной мощностью по 1200 МВт каждый в 2025 и 2027 годах.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Курской области в 2029 году составит 4691 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Курской области в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Курской области.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 191,83 км, трансформаторной мощности 284 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

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



**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
						Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Курской области														
Курская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо										
		2	РБМК-1000		1000,0	1000,0								Вывод из эксплуатации в 2024 г.
		3	РБМК-1000		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	
		4	РБМК-1000		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	3000,0	3000,0	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0	2000,0		
Курская АЭС-2	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо										
		1	ВВЭР-ТОИ					1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		2	ВВЭР-ТОИ						1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–				1200,0	1200,0	2400,0	2400,0	2400,0		
Курская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»			Газ, уголь донецкий, мазут										
		3	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		4	ПТ-65/75-90/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0		
Курская ТЭЦ-4	ПАО «Квадра»			Газ, мазут										
		1	Р-6-35/10		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8		
ТЭЦ Кривецкого сахарного завода	ООО «ГК «Русагро» (ОАО «Кривец-сахар»)			Газ										
		1	Р-6-35/3,5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-6-35/3,5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
ТЭЦ Золотухинского сахарного завода (ТЭЦ ЗЛТ)	ООО «ГК «Продимекс» (ООО «КурскСахарПром» филиал Золотухинский)			Газ										
		1	Р-6-35		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-6-35		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Курская ТЭЦ СЗР	ПАО «Квадра»			Газ, мазут										
		1, 2, 3	ПГУ		116,9	116,9	116,9	116,9	116,9	116,9	116,9	116,9	116,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	116,9	116,9	116,9	116,9	116,9	116,9	116,9	116,9		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
ТЭЦ АО «ТЭСК»	АО «Теплоэнергосбытовая компания»			Газ										
		1	MTU 20V4000L62			1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	Присоединение 01.03.2023
		2	MTU 20V4000L62			1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	Присоединение 01.03.2023
		3	MTU 20V4000L62			1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	Присоединение 01.03.2023
		4	MTU 20V4000L62			1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	Присоединение 01.03.2023
		5	MTU 20V4000L62			1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	Присоединение 01.03.2023
		6	MTU 20V4000L62			1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	Присоединение 01.03.2023
		7	MTU 20V4000L63			2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	Присоединение 01.03.2023
		8	MTU 20V4000L63			2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	Присоединение 01.03.2023
		9	MTU 20V4000L63			2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	Присоединение 01.03.2023
		10	MTU 20V4000L63		2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	Присоединение 01.03.2023	
Установленная мощность, всего						20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3		

**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 Курской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	Курской области	Курская область	Строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с реконструкцией ВЛ 330 кВ Курская АЭС - Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Мирный, ВЛ 330 кВ Мирный – Сумы Северная и ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный	ПАО «Россети»	330	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 22.02.2023 № НШ-57пр	8265,00	4549,32
2	Курской области	Курская область	Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС - Белгород ориентировочной протяженностью 145 км	ПАО «Россети»	330	км	145	–	–	–	–	–	–	145	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

**Примечания**

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

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