

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 Описание энергосистемы	6
1.1 Основные внешние электрические связи	6
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	6
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	7
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	8
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	9
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	11
2 Описание особенности и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	14
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	14
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	14
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	14
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	24
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	24
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	24
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	24
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше	24
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	25
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	26
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	26
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	29
3.3	Прогноз потребления мощности.....	30
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	31
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	34
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	34
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 Республики Башкортостан.....	34
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	37
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	37
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	38
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	39
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	40
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	41
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	42
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	43

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
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
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{ддн}}$	–	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 Республики Башкортостан за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2030 года.

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики Башкортостан входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ и обслуживает территорию Республики Башкортостан.

Основная сетевая организация, осуществляющая функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Республики Башкортостан и владеющая объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и (или) выше:

– АО «Башкирская электросетевая компания» (АО «БЭСК», включающая в себя ООО «БСК», ООО «Башкирэнерго» и ООО «БЭСК Инжиниринг») – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии на территории Республики Башкортостан.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Башкортостан связана с энергосистемами:

– Оренбургской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Оренбургское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 5 шт.;

– Пермского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 5 шт.;

– Республики Татарстан (Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Удмуртской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Челябинской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 6 шт., ВЛ 110 кВ – 15 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Республики Башкортостан

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ООО «Башнефть-Добыча»	426,0
Филиалы ПАО «АНК «Башнефть»	254,0
ООО «Башкирская генерирующая компания»	215,1
ООО «Газпром нефтехим Салават», АО «Салаватнефтемаш»	198,2
ОАО «РЖД» в границах Республики Башкортостан	174,7
АО «БСК», производство «Каустик»	132,7

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 50 МВт	
АО «Учалинский ГОК» (Сибайский филиал)», ООО «Башкирская медь» и АО «Бурибаевский ГОК»	86,1
ПАО «Уфаоргсинтез»	82,2
АО «Транснефть-Урал»	65,2
АО «БСК», производство «Сода»	56,3
АО «СНХЗ»	55,7
Более 10 МВт	
ПАО «ОДК-УМПО»	49,6
ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»	43,2
АО «БМК», ЗАО «Электросеть»	40,6
АО «ПОЛИЭФ»	33,4
ООО «ХайдельбергЦемент Рус»	23,9
ГУП РБ «Уфаводоканал»	21,1
ООО «Кроношпан Башкортостан»	20,1
АО «Белебеевский завод «Автономаль»	15,9
ООО «Кумертауская ТЭЦ»	13,3
Филиал в РБ ООО «РСХ»	12,6
АО «Салаватстекло»	12,4

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Башкортостан на 01.01.2024 составила 5572,7 МВт, в том числе: ГЭС – 223,4 МВт, ТЭС – 5243,6 МВт, ВЭС – 1,7 МВт, СЭС – 104,0 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 Республики Башкортостан, МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	5562,7	10,0	–	–	–	5572,7
ГЭС	223,4	–	–	–	–	223,4
ТЭС	5243,6	–	–	–	–	5243,6
ВЭС	1,7	–	–	–	–	1,7
СЭС	94,0	10,0	–	–	–	104,0

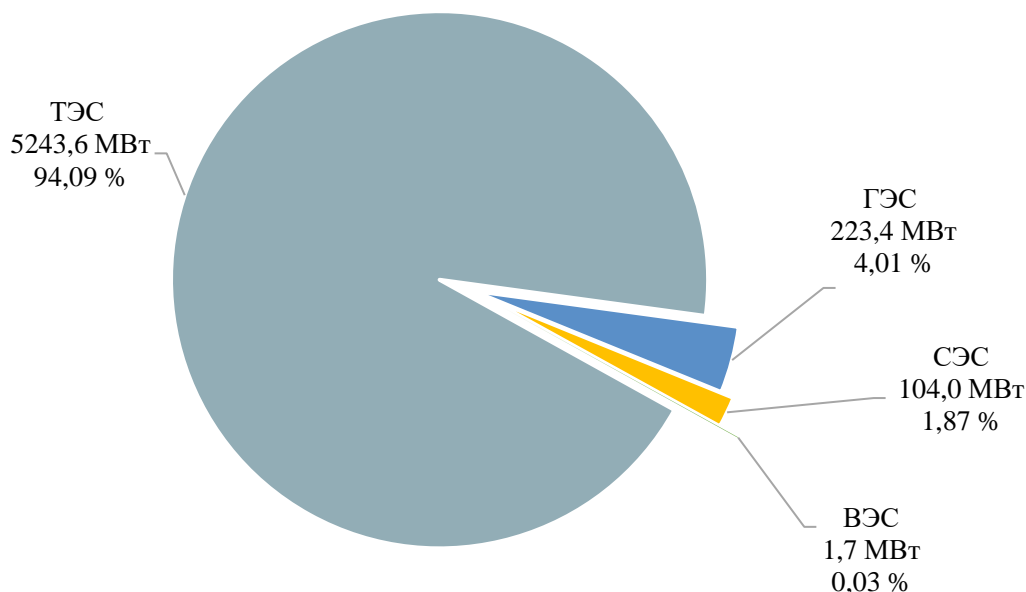


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Башкортостан по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Башкортостан в 2023 году составило 28020,6 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 543,1 млн кВт·ч, ТЭС – 27358,3 млн кВт·ч, ВЭС – 0,3 млн кВт·ч, СЭС – 119 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

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

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	26578,2	24612,3	26655,4	27193,2	28020,6
ГЭС	865,8	938,4	554,1	655,7	543,1
ТЭС	25659,9	23610,3	25988,4	26431,3	27358,3
ВЭС	0,9	0,9	0,8	0,3	0,3
СЭС	51,7	62,7	112,1	105,9	119,0

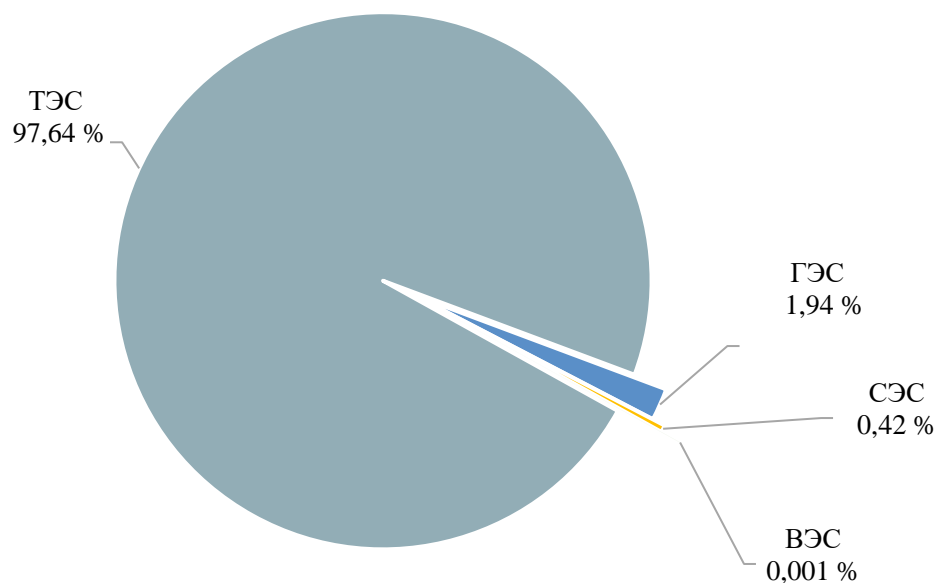


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Башкортостан в 2023 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Башкортостан приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Башкортостан

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	27430	25579	26465	27560	27831
Годовой темп прироста, %	-0,56	-6,75	3,46	4,14	0,98
Максимум потребления мощности, МВт	3992	3915	4121	4195	4426
Годовой темп прироста, %	-1,41	-1,93	5,26	1,80	5,51
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6871	6534	6422	6570	6288
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	28.01 08:00	10.02 17:00	29.12 08:00	08.12 08:00	12.12 09:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-18,8	-14,2	-21,3	-24,8	-28,5

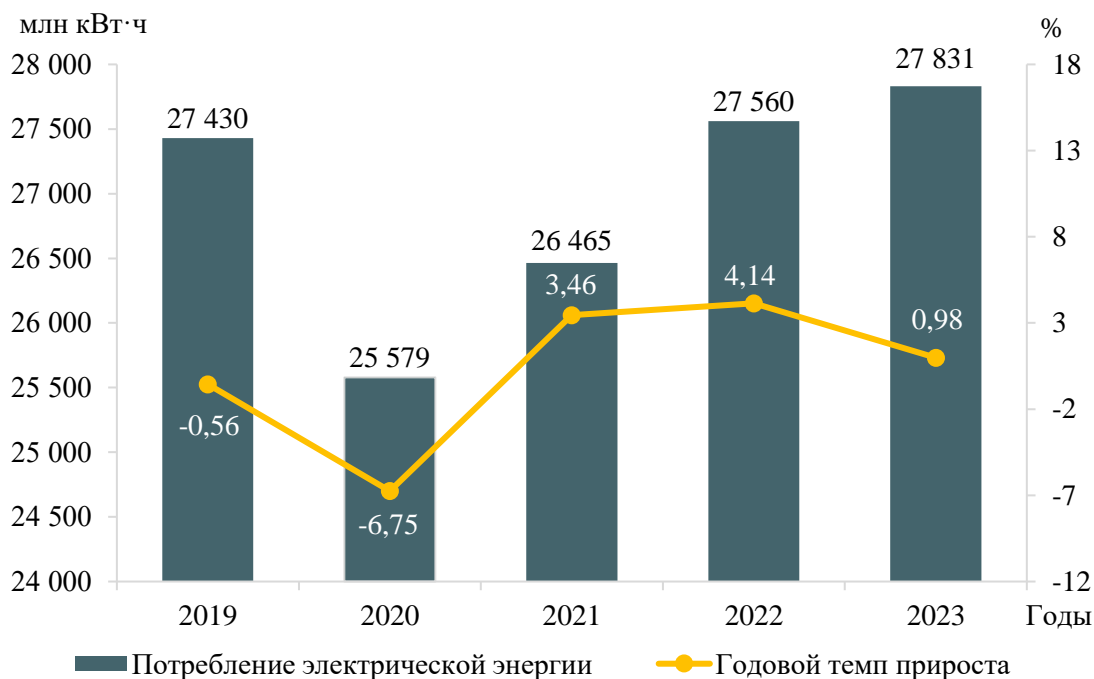


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Башкортостан и годовые темпы прироста

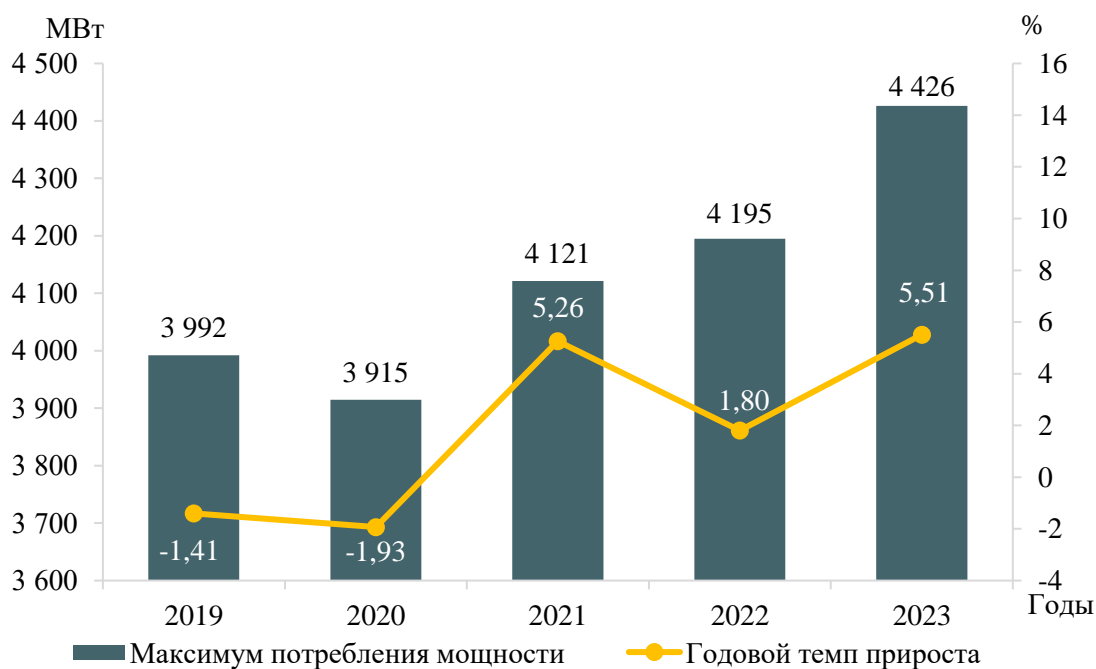


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Башкортостан увеличилось на 247 млн кВт·ч и составило в 2023 году 27831 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,18 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,14 % в 2022 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 6,75 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан увеличился на 377 МВт и составил 4426 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,80 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 5,51 % в 2023 году, что обусловлено ростом потребления мощности в промышленном производстве и низкими ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 1,93 %, что было обусловлено снижением потребления мощности ряда промышленных предприятий.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан был зафиксирован в 1990 году в размере 4999 МВт.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы Республики Башкортостан является достаточно плотным, что обусловлено наличием большой доли производственной сферы.

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

- разнонаправленными тенденциями потребления предприятиями по добыче полезных топливно-энергетических ископаемых;
- увеличением в 2023 году потребления в обрабатывающих производствах, в большей степени в производстве кокса и нефтепродуктов;
- ростом потребления населением;
- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Башкортостан приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Башкортостан приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	КВЛ 110 кВ Уфа-Южная – Набережная I цепь с отпайками. Подключение ПС 110 кВ Кустаревская от КВЛ 110 кВ Уфа-Южная – Набережная I цепь с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2019	3,04 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
2	110 кВ	КВЛ 110 кВ Уфа-Южная – Набережная II цепь с отпайками. Подключение ПС 110 кВ Кустаревская от КВЛ 110 кВ Уфа-Южная – Набережная II цепь с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2019	3,04 км
3	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Цемикс от ВЛ 110 кВ Агаповская – Сиб.ПП с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2021	1,09 км
4	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Цемикс от ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб.ПП I цепь с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2021	1,05 км
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Рудничная – Бузавлык. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Бузавлык – Юбилейная на ПС 110 кВ Рудничная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Рудничная – Юбилейная, ВЛ 110 кВ Рудничная – Бузавлык	ООО «Башкирская медь»	2021	1,58 км
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ Рудничная – Юбилейная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Бузавлык – Юбилейная на ПС 110 кВ Рудничная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Рудничная – Юбилейная, ВЛ 110 кВ Рудничная – Бузавлык	ООО «Башкирская медь»	2021	1,51 км
7	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Романовка от ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-4 – Дема I цепь с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2021	1 км
8	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Романовка от ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-4 – Дема II цепь с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2021	1 км
9	110 кВ	Замена провода (АС -185) на кабель (ПвП2г-3×(1×800/150) на КВЛ 110 кВ Западная – Глумилино I цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Кубанская	ООО «Башкирэнерго»	2022	0,686 км
10	110 кВ	Замена провода (АС -185) на кабель (ПвП2г-3×(1×800/150) на КВЛ 110 кВ Западная – Глумилино II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Кубанская	ООО «Башкирэнерго»	2022	0,686 км
11	110 кВ	Включение в работу нового участка ВЛ 110 кВ Агаповская – Сиб.ПП от опоры № 8 до опоры № 12 отпайки ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Красная Башкирия.	ООО «Башкирэнерго»	2022	0,181 км
12	110 кВ	Включение в работу нового участка ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб.ПП II цепь с отпайками от опоры № 245/10 до опоры № 12 отпайки на ПС 110 кВ Красная Башкирия.	ООО «Башкирэнерго»	2022	0,05 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	110 кВ	Включение в работу нового участка ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб.ПП II цепь с отпайками от опоры № 245/10 до опоры № 252	ООО «Башкирэнерго»	2022	2,755 км
14	110 кВ	Включение в работу нового участка ВЛ 110 кВ ПС 90 – Сиб.ПП II цепь с отпайками от опоры № 245/10 до опоры № 248	ООО «Башкирэнерго»	2022	0,865 км
15	110 кВ	Включение в работу нового участка ВЛ 110 кВ Агаповская – Сиб.ПП с отпайками от опоры № 202 до опоры № 214	ООО «Башкирэнерго»	2022	2,779 км
16	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Алексеевка от ВЛ 110 кВ Аксаково – Завод II цепь с отпайками	ООО «Башкирэнерго»	2022	16,5 км
17	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Бурибай – Рудничная	ООО «Башкирэнерго»	2023	36,08 км
18	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Узьян – Байназарово	ООО «Башкирэнерго»	2023	58,25 км

Таблица 6 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Кустаревская	ООО «Башкирэнерго»	2019	2×40 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Романовка	ООО «Башкирэнерго»	2021	2×10 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Рудничная	ООО «Башкирская медь»	2021	2×25 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Цемикс	ООО «Цемикс»	2021	10 Мвар 2×16 МВА
5	110 кВ	Замена трансформатора 1Т на ПС 110 кВ Шахты	АО «Учалинский ГОК»	2022	63 МВА
6	110 кВ	Ввод БСК на ПС 110 кВ Учалы	ООО «Башкирэнерго»	2022	58 Мвар
7	110 кВ	Замена трансформатора 2Т на ПС 110 кВ Шахты	АО «Учалинский ГОК»	2023	63 МВА
8	110 кВ	Замена трансформаторов 1Т, 2Т на ПС 110 кВ Цветы Башкирии	ООО «Башкирэнерго»	2023	2×40 МВА
9	110 кВ	Замена трансформаторов 1Т, 2Т на ПС 110 кВ Нагаево	ООО «Башкирэнерго»	2023	2×40 МВА
10	110 кВ	Замена трансформаторов 1Т, 2Т на ПС 110 кВ Старо-Кубово	ООО «Башкирэнерго»	2023	2×25 МВА

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

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

На территории Республики Башкортостан 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 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	-4,6
	19.06.2019	17,3
2020	16.12.2020	-9,5
	17.06.2020	19,9
2021	15.12.2021	-5,0
	16.06.2021	23,9
2022	21.12.2022	-16,9
	15.06.2022	19,1
2023	20.12.2023	-1,2
	21.06.2023	10,8

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

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного

трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{ддн}$) 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 ($S_{ддн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

2.2.1.1 ООО «Башкирэнерго»

Рассмотрены предложения ООО «Башкирэнерго» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольного замера за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Акбердино	110	1Т	ТДТН-25000/110	115	25	1998	88	5,12	8,58	7,02	4,11	11,14	2,06	1,96	0,61	0,91	5,12	0
		35			38,5	25													
		10			11	25													
		110	2Т	ТДТН-25000/110	115	25	1998	88	5,25	7,85	7,95	18,97	11,08	2,21	2,38	4,92	6,14	6,89	
		35			38,5	25													
		10			11	25													
2	ПС 110 кВ Прибельск	110	1Т	ТДТН-16000/110	115	16	1966	63	7,97	5,26	3,30	4,61	8,46	0,78	2,16	2,37	1,92	1,75	0
		35			38,5	16													
		10			11	16													
		110	2Т	ТДТН-16000/110	115	16	1966	50	5,83	4,54	4,05	4,44	5,72	2,16	2,00	1,94	2,02	2,20	
		35			38,5	16													
		10			11	16													
3	ПС 110 кВ Бабиково	110	1Т	ТДТН-16000/110	115	16	1985	63	4,01	3,26	3,27	3,12	4,44	3,48	2,43	1,05	3,23	1,87	0
		35			38,5	16													
		10			11	16													
		110	2Т	ТДТН-16000/110	115	16	1984	88	4,84	7,89	8,31	8,27	9,04	3,05	3,79	2,95	4,34	5,81	
		35			38,5	16													
		10			11	16													
4	ПС 110 кВ Кармаскалы	110	1Т	ТДТН-16000/110	115	16	1989	63	7,44	9,52	7,81	7,03	8,44	3,11	3,33	3,34	3,39	3,87	0
		35			38,5	16													
		10			11	16													
		110	2Т	ТДТН-16000/110	115	16	1994	75	4,92	5,86	5,22	5,93	5,30	3,61	3,64	3,69	4,28	3,63	
		35			38,5	16													
		10			11	16													
5	ПС 110 кВ Спартак	110	1Т	ТДТН-10000/110	115	10	2017	95	–	4,69	6,87	7,37	6,12	–	3,58	2,61	3,86	3,07	0
		35			38,5	10													
		10			11	10													
		110	2Т	ТДТН-10000/110	115	10	2017	95	–	0,00	3,83	4,32	4,15	–	2,27	2,33	1,66	2,06	
		35			38,5	10													
		10			11	10													
6	ПС 110 кВ Толбазы	110	1Т	ТДТН-16000/115	115	16	1976	90	–	9,53	11,18	9,88	9,44	–	0,00	6,02	6,85	6,62	3 МВА (в аварийном режиме на ПС 110 кВ Софиполь (подключена к той же ВЛ 110 кВ Бекетово – Ново-Стерлитамакская ТЭЦ), в случае отключения линии перевод нагрузки невозможен)
		35			38,5	16													
		10			11	16													
		110	2Т	ТДТН-16000/115	115	16	1981	95	–	6,07	5,63	6,29	5,23	–	8,99	4,07	3,40	3,31	
		35			38,5	16													
		10			11	16													

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	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 Акбердино (на период 2025–2028 годов)	1Т	ТДТН-25000/110	1998	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		2Т	ТДТН-25000/110	1998	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Акбердино (на период 2029–2030 годов)	1Т	ТДТН-25000/110	1998	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-25000/110	1998	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Прибельск	1Т	ТДТН-16000/110	1966	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-16000/110	1966	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Бабиково	1Т	ТДТН-16000/110	1985	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-16000/110	1984	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Кармаскалы	1Т	ТДТН-16000/110	1989	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-16000/110	1994	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Спартак	1Т	ТДТН-10000/110	2017	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		2Т	ТДТН-10000/110	2017	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
7	ПС 110 кВ Толбазы	1Т	ТДТН-16000/110	1976	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-16000/110	1981	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Акбердино	2022 / зима	23,08	ПС 110 кВ Акбердино	ООО «ЭНЕРГО ИНЖИНИРИНГ»	15.09.2021	21-11-18422-02-01	2025	4	0	10	2,8	29,86	29,86	29,86	29,86	29,86	29,86
					ООО «Торговый дом «Жилой квартал»	07.09.2021	21-11-13296-02-01	2025	1,620	0	10	0,648						
					ООО «Торговый дом «Жилой квартал»	07.09.2021	21-11-13301-02-01	2025	0,720	0	10	0,288						
					ГУП «РЭС» РБ	07.11.2023	23-11-15021-02-01	2025	0,760	0,46	10	0,210						
					ГУП «РЭС» РБ	11.12.2023	23-11-11290-02-01	2025	3,320	1,4	10	1,344						
					ТУ для ТП ниже 670 кВт (502 шт.)			2025	10,764	0,572	0,4	1,019						
2	ПС 110 кВ Прибельск	2023 / зима	14,19	ПС 110 кВ Прибельск	ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус»	31.10.2018	18-11-10627-04-03	2025	3,500	0	10	2,8	17,84	17,84	17,84	17,84	17,84	17,84
					ТУ для ТП ниже 670 кВт (85 шт.)			2025	2,702	0,152	0,4	0,255						
3	ПС 110 кВ Бабиково	2023 / зима	13,48	ПС 35 кВ Чишмы-районная	ООО «Чишминское»	23.05.2023	23-11-05446-02-01	2025	3,0	2,2	10	0,560	14,58	14,58	14,58	14,58	14,58	14,58
				ПС 110 кВ Бабиково	ТУ для ТП ниже 670 кВт (187 шт.)			2025	5,272	0,627	0,4	0,464						
4	ПС 110 кВ Кармаскалы	2020 / зима	15,38	ПС 110 кВ Кармаскалы	ООО «Кармаскалинск сельхозэнерго»	17.07.2018	18-11-22582-02-01	2025	2,8	1,3	10	1,05	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96	19,96
					ООО «Кармаскалинск сельхозэнерго»	17.07.2018	18-11-22575-02-01	2025	6,141	5,141	10	0,7						
					ООО «Кармаскалинск сельхозэнерго»	22.01.2024	24-11-21466-02-01	2025	4,926	3,976	10	0,655						
				ПС 35 кВ КСК	ООО «Кармаскалинск сельхозэнерго»	27.07.2017	17-11-08941-02-01	2025	0,73	0,33	35	0,28						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
				ПС 35 кВ Ефремкино	ИП КФХ Курмаева Элина Рустэмовна	07.04.2022	22-11-03150-02-01	2025	0,70	0	35	0,63						
				ПС 35 кВ Шаймуратово	ООО «Кармаскалинск сельхозэнерго»	25.12.2023	23-11-19821-02-01	2025	1,4	0,2	35	0,84						
				ПС 110 кВ Кармаскалы	ТУ для ТП ниже 670 кВт (26 шт.)			2025	1,152	0,143	0,4-10	0,101						
5	ПС 110 кВ Спартак	2022 / зима	11,69	ПС 110 кВ Спартак	ТУ для ТП ниже 670 кВт (253 шт.)			2025	5,055	0,338	0,4	0,472	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19	12,19
6	ПС 110 кВ Толбазы	2021 / зима	16,81	ПС 110 кВ Толбазы	ТУ для ТП ниже 670 кВт (29 шт.)			2025	0,471	0,116	0,4	0,036	16,85	16,85	16,85	16,85	16,85	16,85

ПС 110 кВ Акбердино.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 23,08 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 73,8 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -16,9 °С:

– на период 2025–2028 годов и при режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25;

– на период 2029–2030 годов и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 21,184 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 2,43 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,78 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ для ТП, с учетом коэффициентов набора;

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23,08 + 6,78 + 0 - 0 = 29,86 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Акбердино, оставшегося в работе после отключения 2Т (1Т), и составляет:

– на период 2025–2028 годов 95,5 % от $S_{\text{длн}}$;

– на период 2029–2030 годов 99,5 % от $S_{\text{длн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ООО «Башкирэнерго» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Акбердино с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Прибельск.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 14,19 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 77 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-1,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,156.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,2 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,152 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,29 МВА).

Согласно информации от ООО «Башкирэнерго» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус» (договор ТП от 31.10.2018 № 18-11-10627-04-03) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Прибельск с заменой 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 14,19 + 3,29 + 0 - 0 = 17,48 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Прибельск, оставшегося в работе после отключения 2Т (1Т), и составляет 95 % от $S_{ддн}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ООО «Башкирэнерго» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Прибельск с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

При этом мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Прибельск с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА, необходимые для подключения потребителя ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус», приведены в 4.2.

ПС 110 кВ Бабиково.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 13,48 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{ддн}$ и составляет 73 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-1,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,156.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,272 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 2,827 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,1 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,48 + 1,1 + 0 - 0 = 14,58 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Бабиково, оставшегося в работе после отключения 2Т (1Т), и составляет 79 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ООО «Башкирэнерго» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Бабиково с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

ПС 110 кВ Кармаскалы.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 15,38 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 80 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,197.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 17,849 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 11,09 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,58 МВА).

Согласно информации от ООО «Башкирэнерго» в соответствии с ТУ для ТП ООО «Кармаскалинсксельхозэнерго» (договор ТП от 17.07.2018 № 18-11-22582-02-01 и № 18-11-22575-02-01) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Кармаскалы с заменой 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,38 + 4,58 + 0 - 0 = 19,96 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на

другие центры питания превышает $S_{\text{длн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Кармаскалы, оставшегося в работе после отключения 2Т (1Т), на величину до 4 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кармаскалы ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кармаскалы расчетный объем ГАО составит 0,81 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 19,96 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – ООО «Башкирэнерго».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

В связи с тем, что необходимость реализации рассматриваемого мероприятия без учета энергопринимающих устройств ООО «Кармаскалинсксельхозэнерго» (договор ТП от 17.07.2018 № 18-11-22582-02-01 и № 18-11-22575-02-01) не выявлена, данное мероприятие учтено в перечне 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 и не учитывается в перечне мероприятий по развитию электрических сетей, включающем реализуемые и перспективные мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в ЕЭС России и 35 кВ и выше в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

ПС 110 кВ Спартак.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 11,69 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 94 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -16,9 °С и при режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,055 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,338 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,5 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,69 + 0,5 + 0 - 0 = 12,19 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Спартак, оставшегося в работе после отключения 2Т (1Т), и составляет 98 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ООО «Башкирэнерго» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Спартак с заменой существующих силовых трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА).

ПС 110 кВ Толбазы.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 16,81 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 89 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-5,0^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,175.

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

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,471 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,116 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,038 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,81 + 0,038 + 0 - 3 = 13,85 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Толбазы, оставшегося в работе после отключения 2Т (1Т), и составляет 74 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ООО «Башкирэнерго» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Толбазы с заменой существующих силовых 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 от сетевых организаций на территории Республики Башкортостан 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 Республики Башкортостан, отсутствуют.

2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 11 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 11 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 11 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ООО «Башкирэнерго»	Строительство нового центра питания ПС 110 кВ в районе н.п. Русский Юрмаш и питающих его ВЛ 110 кВ
2	ООО «Башкирэнерго»	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Гвардейская – Крючевка, (протяженностью 16,1 км) на проектируемую ПС 110 кВ в н.п. Русский Юрмаш
3	ООО «Башкирэнерго»	Строительство ПС 110 кВ Кузнецовский Затон с силовыми трансформаторами 1Т, 2Т, мощностью 40 МВА каждый
4	ООО «Башкирэнерго»	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Уфа-Южная – Кузнецовский затон (протяженностью 6,4 км)
5	ООО «Башкирэнерго»	Строительство отпайки длиной ориентировочно 5,5 км от ВЛ 110 кВ Закамская – Карманово 1,2ц
6	ООО «Башкирэнерго»	Замена провода ВЛ 110 кВ Карманово – Янаул 3 на участке 21,93 км
7	ООО «Башкирэнерго»	Строительство нового центра питания в районе н.п. Осоргино. 2 этап. (установка второго трансформатора 16 МВА)

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

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

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

В таблице 12 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Башкортостан, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Республики Башкортостан

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
1	Жилой микрорайон вблизи села Алаторка Иглинского района	Администрация Муниципального района Иглинский район Республики Башкортостан	0,0	16,0	10	2024	ПС 110 кВ Алаторка
2	ПС 110 кВ Рудничная	ООО «Башкирская медь»	3,0	15,4	110	2024	ПС 110 кВ Юбилейная ПС 110 кВ Бузавлык ПС 110 кВ Бурибай
3	Новая тяговая ПС 110 кВ Гайны-тяга	ОАО «РЖД»	0,0	11,0	110	2026	ПС 110 кВ Аксеново/т ПС 110 кВ Аксаково/т ПС 110 кВ Шафраново/т ПС 110 кВ Глуховская/т
4	Новая тяговая ПС 110 кВ Казангул-тяга	ОАО «РЖД»	0,0	11,0	110	2024	ПС 110 кВ Раевка/т ПС 110 кВ Чишмы/т ПС 110 кВ Новая ПС 110 кВ Ирек
5	Деревообрабатывающее предприятие «Ультрадизайн»	ООО «Ультрадизайн»	35,5	10,5	10	2025 2026	ПС 220 кВ Гвардейская
6	Завод по хранению, первичной и глубокой переработке желтого гороха	ООО «ТАВРОС ЭКОПУЛЬС»	0,0	10,2	6	2024	ПС 110 кВ Юлдаш

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
7	Объекты жилой застройки и детский образовательный центр	ООО «Специализированный застройщик «СФ «ПСК-6»	2,7	10,1	10	2024 с поэтапным набором мощности до 2029	Уфимская ТЭЦ-2 ПС 110 кВ Инорс
8	Энергопринимающие устройства цементной мельницы № 16 ООО «Строительные материалы»	ООО «ХайдельбергЦемент РУС»	11,1	10,0	6	2027	Стерлитамакская ТЭЦ
9	Территория южной части жилого района «Затон-Восточный»	АО «СЗ ИСК г Уфы»	0,0	10,0	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2027	ПС 110 кВ Падеевка

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Башкортостан на период 2025–2030 годов представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Башкортостан

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	28580	29631	30057	30260	30749	30970	31155
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1051	426	203	489	221	185
Годовой темп прироста, %	–	3,68	1,44	0,68	1,62	0,72	0,60

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Башкортостан прогнозируется на уровне 31155 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,62 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2025 году и составит 1051 млн кВт·ч или 3,68 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 185 млн кВт·ч или 0,60 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Башкортостан учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 12.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Республики Башкортостан и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Башкортостан и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Республики Башкортостан обусловлена следующими основными факторами:

- увеличением потребления действующими промышленными предприятиями;
- развитием железнодорожного транспорта;
- ростом потребления населением.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	4261	4512	4559	4579	4631	4675	4707
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	251	47	20	52	44	32
Годовой темп прироста, %	–	5,89	1,04	0,44	1,14	0,95	0,68
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6707	6567	6593	6608	6640	6625	6619

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан к 2030 году прогнозируется на уровне 4707 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,88 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 251 МВт или 5,89 %; наименьший годовой прирост мощности ожидается в 2027 году и составит 20 МВт или 0,44 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы остается достаточно плотным. Число часов использования максимума потребления мощности к 2030 году прогнозируется 6619 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

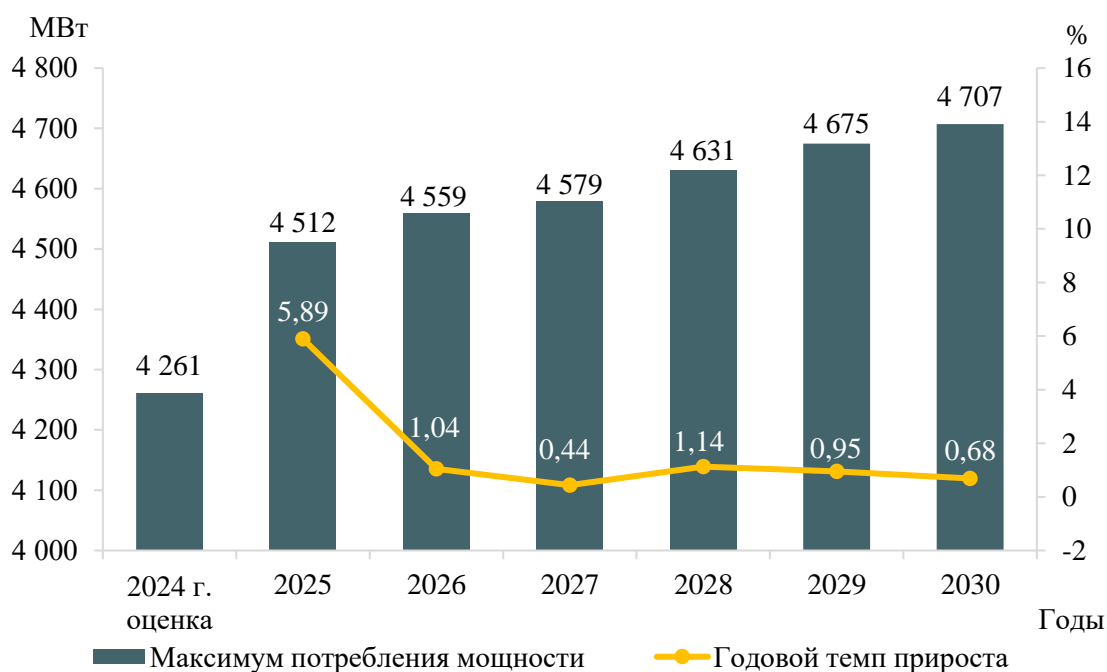


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Башкортостан в 2024 году ожидаются в объеме 68,4 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Башкортостан в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Башкортостан, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	68,4	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	68,4	–	–	–	–	–	–	–

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Башкортостан в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 72,6 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Башкортостан в 2030 году составит 5702,3 МВт. К 2030 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Республики Башкортостан не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Башкортостан представлена в таблице 16. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Башкортостан представлена на рисунке 7.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Башкортостан, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	5629,7	5644,5	5662,5	5702,3	5702,3	5702,3	5702,3
ГЭС	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1	223,1
ТЭС	5296,0	5310,8	5328,8	5368,6	5368,6	5368,6	5368,6
ВЭС	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
СЭС	108,9	108,9	108,9	108,9	108,9	108,9	108,9

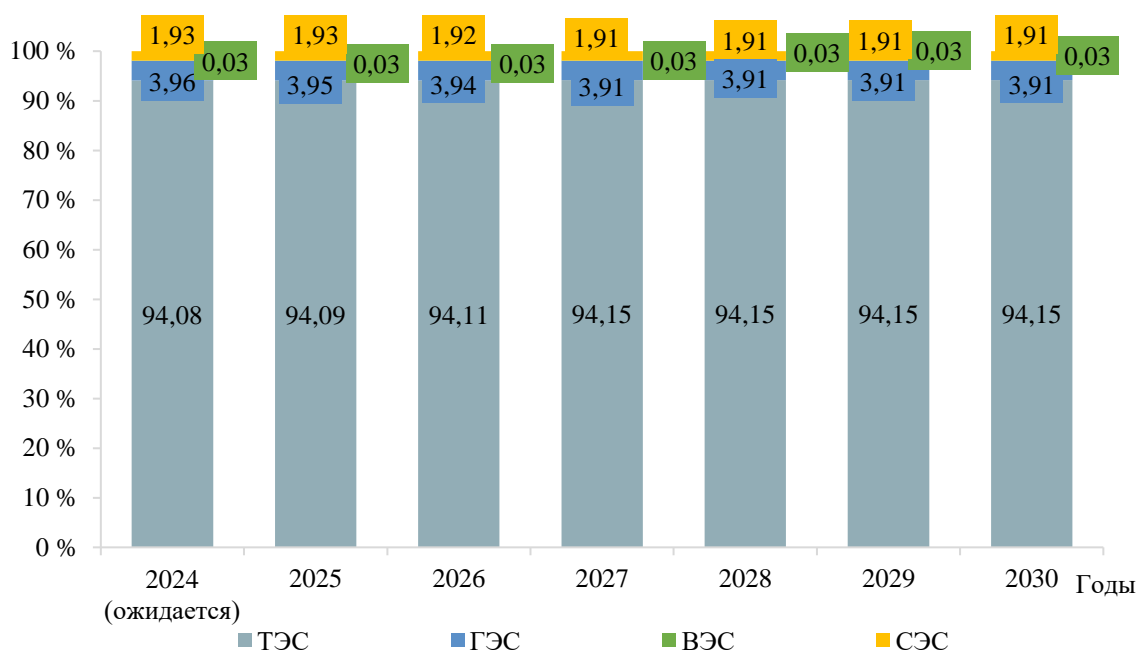


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Башкортостан

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Республики Башкортостан 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 Республики Башкортостан

В таблице 17 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 Республики Башкортостан.

Таблица 17 – 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 Республики Башкортостан

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Строительство ПС 110 кВ Юлдаш с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ТАВРОС ЭКОПУЛЬС»	ООО «ТАВРОС ЭКОПУЛЬС»	–	10,188
	Строительство двух отпаяк от ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ 4 – Приуфимская ТЭЦ I, II цепь до ПС 110 кВ Юлдаш ориентировочной протяженностью 0,392 км каждая		110	км	2×0,392	–	–	–	–	–	–	–				
2	Строительство ПС 110 кВ Гайны-тяга с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Шафраново-тяга – Глуховская-тяга до ПС 110 кВ Гайны-тяга ориентировочной протяженностью 1,0 км и отпайки от ВЛ 110 кВ Аксеново-тяга – Аксаково-тяга до ПС 110 кВ Гайны-тяга ориентировочной протяженностью 0,9 км	ООО «Башкирэнерго»	110	км	1 0,9	–	–	–	–	–	–	1,9				
3	Строительство ПС 110 кВ Казангул-тяга с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11
	Строительство двух отпаяк от ВЛ 110 кВ Раевка-тяга – Ирек с отпайками, ВЛ 110 кВ Чишмы-тяга – Новая «Желтая» с отпайками до ПС 110 кВ Казангул-тяга ориентировочной протяженностью 2,8 км каждая	ООО «Башкирэнерго»	110	км	2×2,8	–	–	–	–	–	–	5,6				
4	Строительство ПС 110 кВ Инорс с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный застройщик «СФ «ПСК-6»	ООО «Специализированный застройщик «СФ «ПСК-6»	–	12,86
	Строительство двух отпаяк от ВЛ 110 кВ Уфимская ТЭЦ-2 – Сипайлово I, II цепь до ПС 110 кВ Инорс ориентировочной протяженностью 3,219 км каждая		110	км	2×3,219	–	–	–	–	–	–	–				
5	Реконструкция ПС 110 кВ Романовка с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО Специализированный застройщик «Эко-Механика»	Специализированный застройщик «Эко-Механика»	0,606	6,89
6	Строительство ПС 110 кВ Алаторка с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя Администрация муниципального района Иглинский	Администрация муниципального района Иглинский	–	16
	Строительство ВЛ 110 кВ Гвардейская – Алаторка 1,2 цепь ориентировочной протяженностью 8,83 км		110	км	2×8,83	–	–	–	–	–	–	–				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
7	Реконструкция ПС 110 кВ Кармаскалы с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Кармаскалинсксельхозэнерго»	ООО «Кармаскалинсксельхозэнерго»	6,641	2,3
8	Реконструкция ПС 110 кВ Прибельск с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус»	ООО «Сен-Гобен Строительная Продукция Рус»	–	3,5
9	Реконструкция ПС 110 кВ Падеевка с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «СЗ ИСК г. Уфы»	АО «СЗ ИСК г. Уфы»	–	10
10	Реконструкция ПС 110 кВ Новая с заменой трансформаторов 1Т 110/6 кВ и 2Т 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 32 МВА каждый	АО «УАП «Гидравлика»	110	МВА	2×32	–	–	–	–	–	–	64	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «УАП «Гидравлика»	АО «УАП «Гидравлика»	7,46	5,6
11	Строительство ПС 110 кВ Муртыкты с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	АО «НПФ «Башкирская золотодобывающая компания»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «НПФ «Башкирская золотодобывающая компания»	АО «НПФ «Башкирская золотодобывающая компания»	–	6,15
	Строительство двух отпайки от отпайки 110 кВ на ПС 110 кВ Мансурово до ПС 110 кВ Муртыкты ориентировочной протяженностью 3 км каждая		110	км	2×3	–	–	–	–	–	–	6				

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

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

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

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 (150) кВ по предложениям сетевых организаций, на территории Республики Башкортостан, 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

В Республики Башкортостан отсутствуют реализуемые и перспективные мероприятия по развитию электрических сетей, необходимые к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Определение капитальных вложений в реализацию мероприятий не требуется.

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

В Республике Башкортостан отсутствуют реализуемые и перспективные мероприятия по развитию 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 Республики Башкортостан, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Республики Башкортостан, 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 Республики Башкортостан оценивается в 2030 году в объеме 31155 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,62 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан к 2030 году составит 4707 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,88 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период уплотнится. Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Башкортостан в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6567–6640 ч/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Башкортостан в 2024 году ожидаются в объеме 68,4 МВт на ТЭС. В период 2025–2030 годов вводы новых генерирующих мощностей не предусматриваются.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Башкортостан в прогнозный период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 72,6 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Башкортостан в 2030 году составит 5702,3 МВт.

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

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 38,4 км, трансформаторной мощности 520,6 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.11.2024).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Республики Башкортостан														
Павловская ГЭС	ООО «БГК»													
		1	ПЛ-577-ВБ-550	-	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6		
		2	ПЛ-577-ВБ-550		41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	
		3	ПЛ-577-ВБ-550		41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	
		4	ПЛ-577-ВБ-550		41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	41,6	
Установленная мощность, всего		-	-		166,4	166,4	166,4	166,4	166,4	166,4	166,4	166,4		
Нугушская ГЭС	ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»													
		1	РО 123-ВБ160	-	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
		2	РО 123-ВБ160		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		3	РО 123-ВБ160		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
Установленная мощность, всего		-	-		11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3		
Кармановская ГРЭС	ООО «БГК»													
		1	К-315-240-3М	Газ, мазут	315,2	315,2	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	Модернизация в 2025 г.	
		2	К-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	330,0	330,0	330,0	330,0	Модернизация в 2027 г.	
		3	К-316-240-3МР		316,0	316,0	316,0	316,0	316,0	316,0	316,0	316,0		
		4	К-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0		
		5	К-300-240-1		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0		
		6	К-300-240-6МР		324,7	324,7	324,7	324,7	324,7	324,7	324,7	324,7	324,7	
Установленная мощность, всего		-	-		1855,9	1855,9	1870,7	1870,7	1900,7	1900,7	1900,7	1900,7		
Стерлитамакская ТЭЦ	ООО «БГК»													
		4	ПТ-60-130/13	Газ, мазут	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		5	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		6	Р-50/60-130/13-2		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		9	Т-100-130		100,0	100,0	100,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	Модернизация в 2026 г.	
		10	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
Установленная мощность, всего		-	-		320,0	320,0	320,0	338,0	338,0	338,0	338,0	338,0		
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	ООО «БГК»													
		1	ПТ-60-130/13	Газ, мазут	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		2	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		3	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	139,9	139,9	139,9	139,9	Модернизация в 2027 г.	
Установленная мощность, всего		-	-		255,0	255,0	255,0	255,0	259,9	259,9	259,9	259,9		
Уфимская ТЭЦ-4	ООО «БГК»													
		6	ПТ-60-130/13	Газ, мазут	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		7	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		8	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		9	Р-45-130/13		45,0	45,0	45,0	45,0	49,9	49,9	49,9	49,9	Модернизация в 2027 г.	
		10	К-45-1,6		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0		
Установленная мощность, всего		-	-		270,0	270,0	270,0	270,0	274,9	274,9	274,9	274,9		
Салаватская ТЭЦ	ООО «БГК»													
		7	ПТ-60-90/13	Газ, мазут	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		9	Тп-60-90		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		10	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Установленная мощность, всего		-	-		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание		
														Установленная мощность (МВт)	
Ново-Салаватская ТЭЦ	ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»			Газ, мазут											
		1	Р-50-12,8/0,8												
		4	Р-40-130		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г. ¹⁾
		5	Р-105-12,8/1,5		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	
		6	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
		7	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	415,0	465,0	465,0	465,0	465,0	465,0	465,0	465,0			
Ново-Салаватская ПГУ (ПГУ-410Т ООО «Ново-Салаватская ПГУ»)	ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»			Газ											
		1, 2	ПГУ-410Т		432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0	432,0			
Уфимская ТЭЦ-2	ООО «БГК»			Газ, мазут											
		1, 3	ПГУ		61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	
		4	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		5	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	Т-110/120-12,8		118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	118,0	
		7	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		8	Т-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	519,0	519,0	519,0	519,0	519,0	519,0	519,0	519,0			
Кумертауская ТЭЦ	ООО «Кумертауская ТЭЦ»			Газ, мазут, уголь башкирский											
		5	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		6	ПТ-60-90/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0			
Уфимская ТЭЦ-3	ООО «БГК»			Газ, мазут											
		1	Р-10-18		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2	Р-30-90/18		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	Р-20-9,0/2,0		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		4	Р-28/33-8,8/2,1		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		5	ПТ-30-90		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0			
Приуфимская ТЭЦ	ООО «БГК»			Газ, мазут											
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	ПТ-90/100-130/16		90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0			
Уфимская ТЭЦ-1	ООО «БГК»			Газ, мазут											
		6	ПР-24-8,8/1,0/0,12		23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0			
ТЭЦ АО «БСК»	АО «БСК»			Газ, мазут											
		1	Р-1,8-33,5/16		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		2	Р-1,8-33,5/16		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	Р-1,8-33,5/16		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		4	Р-4-35/5М-1		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		5	Р-1,8-33,5/16		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		6	Р-4-35/5М		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		8	Р-4,4-3,3/1,1-1		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6			

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
Затонская ТЭЦ	ООО «БГК»	ТГ-1, ТГ-2	ПГУ-220	Газ	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	
		ТГ-4, ТГ-3	ПГУ-220		220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	
		–	–		440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	
ВЭС «Тюпкильды»	ООО «БГК»	2-4	ЕТ 550/41-3	–	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
		–	–		1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7			
		–	–		1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7			
Установленная мощность, всего		–	–	–	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7		
ГТУ Ишимбай	ООО «БашРТС»	1	ГТЭ-10/95	Газ	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		–	–		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0			
		–	–		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0			
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0		
ГТЭС Агидель	ООО «БашРТС»	1	ГТЭС «Урал-4000»	Газ	4,0								Отсоединение 01.11.2024
		2	ГТЭС «Урал-4000»		4,0								Отсоединение 01.11.2024
		–	–		8,0								
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0								
ГТУ-ТЭЦ Шакша	ООО «БашРТС»	1	ГТЭ-10/95БМ	Газ	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		–	–		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0			
		–	–		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0			
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0		
Зауральская ТЭЦ	ООО «БГК»	1	JMS 620 GS-N.LC	Газ	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2	JMS 620 GS-N.LC		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	JMS 620 GS-N.LC		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		4	JMS 620 GS-N.LC		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		5	JMS 620 GS-N.LC		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		6	JMS 620 GS-N.LC		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		9	JMS 620 GS-N.LC		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Установленная мощность, всего		–	–	–	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4		
Слакская ГЭС	ООО «БГК»	1	Пр 20/1-Г-350	–	0,04								Вывод из эксплуатации 01.09.2024
		2	Пр 20-25		0,02								Вывод из эксплуатации 01.09.2024
		3	Пр 20/1-Г-350		0,04								Вывод из эксплуатации 01.09.2024
		–	–		0,1								
Установленная мощность, всего		–	–	–	0,1								
Узян МГЭС	ООО «БГК»	1	Пр 10-46-750-50	–	0,1								Вывод из эксплуатации 01.09.2024
		–	–		0,1								
Установленная мощность, всего		–	–	–	0,1								
Авзян МГЭС	ООО «БГК»	1	Пр 20/1-Г-51	–	0,1								Вывод из эксплуатации 01.09.2024
		–	–		0,1								
Установленная мощность, всего		–	–	–	0,1								
Кага МГЭС	ООО «БГК»	1	Пр 20/1-Г-51	–	0,1								Вывод из эксплуатации 01.09.2024
		–	–		0,1								
Установленная мощность, всего		–	–	–	0,1								
Юмагузинская ГЭС	ООО «БГК»	1	ПЛ150-В-230	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		2	ПЛ150-В-230		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		3	ПЛ150-В-230		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		–	–		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0		
Мечетлинская МГЭС	ООО «БГК»	1	Пр 20/1-Г-100	–	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		2	Пр 20/1-Г-51		0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	
		3	Пр 20/1-Г-100		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		–	–		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4		
Установленная мощность, всего		–	–	–	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
ГТЭС «Сибай»	ООО «БГК»	1	ГТЭС-16ПА	Газ	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0		
ГТУ совхоза «Алексеевский»	ГУСП совхоз «Алексеевский»	1	ГТЭ-10/95 БМ	Газ	8,0								Отсоединение 01.03.2024	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0									
ГПЭС «Метели»	ПАО АНК «Башнефть»	1	CAT G3520C	Газ	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		2	CAT G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	CAT G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		4	CAT G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		5	CAT G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		6	CAT G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Бурибаевская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	1 очередь	ФЭСМ	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0		
		2 очередь	ФЭСМ		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего		–	–		–	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
Бугульчанская СЭС	ООО «Бугульчанская СЭС»	1 очередь	ФЭСМ	–	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0		
		2 очередь	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
		3 очередь	ФЭСМ		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0		
Исянгуловская СЭС	ООО «Авелар Солар Технолоджи»	–	ФЭСМ	–	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0		
Установленная мощность, всего		–	–		–	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
БКЭС «Искра»	ПАО АНК «Башнефть»	1	C200 Capstone	Газ	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2		
		2	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		3	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		4	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		5	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		6	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		7	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		8	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		9	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		10	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		11	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		12	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		13	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		14	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
		15	C200 Capstone		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
Гафурийская СЭС	ООО «Санлайт Энерджи»	–	ФЭСМ	–	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Стерлибашевская СЭС	ООО «Санлайт Энерджи»	–	ФЭСМ	–	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
ТЭС «Башнефть-УНПЗ»	ПАО АНК «Башнефть»	1	P-4-35/10M-1	Газ	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
ТЭЦ Раевсахар	ООО «Раевсахар»	1	ТГ2,2АС/10,5P12/3	Газ	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	
		2	ТГ2,5 АС/10,5 P14/3		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	
Установка по выработке пара ООО «РемЭнергоМонтаж»	ООО «РемЭнергоМонтаж»	1	HNG 32/32	Газ		18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–		18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	
СЭС 4,9 МВт АО «ПОЛИЭФ»	АО «ПОЛИЭФ»	–	ФЭСМ	–		4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	Присоединение 01.08.2024
Установленная мощность, всего		–	–			4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	
Агидельская СЭС №1	ООО «Курай Солар»	–	ФЭСМ	–	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		–	–		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Агидельская СЭС №2	ООО «Курай Солар»	–	ФЭСМ	–	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		–	–		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Верхняя Бурзянская СЭС	ООО «Хевел РГ»	–	ФЭСМ	–	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		–	–		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Нижняя Бурзянская СЭС	ООО «Хевел РГ»	–	ФЭСМ	–	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
Установленная мощность, всего		–	–		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	

Примечание – ¹⁾ Ввод в эксплуатацию ТГ-1 (P-50) на Ново-Салаватской ТЭЦ в 2024 году согласно распоряжению Правительства Российской Федерации от 02.08.2019 № 1713-р. ТГ-1 (ПТ-50-130/15) выведен из эксплуатации 29.09.2022.