

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

РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Татарстан.....	7
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	7
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей.....	8
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	11
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	15
2.2.2 Предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	25
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	27
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	27
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	27
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	27
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства,	

	принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	31
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы.....	32
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Республики Татарстан и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	32
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	34
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	35
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	36
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы.....	39
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	39
4.2	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Республики Татарстан.....	39
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	39
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	41
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют	43
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	45
6	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	46
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	47

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	48
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к строительству, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	49
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии	53

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВДТ	–	вольтдобавочный трансформатор
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КРУН	–	комплектное распределительное устройство для наружной установки
ЛЭП	–	линия электропередачи
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПАР	–	послеаварийный режим
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
ТГК	–	территориальная генерирующая компания
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
$S_{\text{ддн}}$	–	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 Татарстан за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан на каждый год перспективного периода (2023–2028 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2028 года.

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики Татарстан охватывает территорию Республики Татарстан, которая входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана.

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

– АО «Сетевая компания» – предприятие, осуществляющее функции оперативно-технологического управления в отношении принадлежащих ему объектов электросетевого хозяйства и функции передачи, распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–500 кВ на территории Республики Татарстан;

– ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина – предприятие, осуществляющее функции оперативно-технологического управления в отношении принадлежащих ему объектов электросетевого хозяйства и функции передачи, распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории Республики Татарстан.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Татарстан

Энергосистема Республики Татарстан связана с энергосистемами:

– Республики Марий Эл (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Чувашской Республики (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт., ВЛ 10 кВ – 8 шт.;

– Ульяновской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ): ВЛ 110 кВ – 2 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Самарской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Оренбургской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Оренбургское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Республики Башкортостан (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт., ВЛ 35 кВ – 4 шт., ВЛ 6 кВ – 25 шт.;

– Кировской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Удмуртской Республики (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 35 кВ – 4 шт., ВЛ и КЛ 0,4–10 кВ – 194 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан с указанием максимального потребления мощности за 2021 год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Республики Татарстан

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина	608
ПАО «Нижнекамскнефтехим»	424
ПАО «КАМАЗ»	298
ПАО «Казаньоргсинтез»	222
АО «ТАНЕКО»	181
Более 50 МВт	
ЗАО «ЛТФК «ЗТЭО»	91
АО «Транснефть»	86
ПАО «Нижнекамскшина»	54
Более 10 МВт	
ОАО «РЖД»	43
ЗАОР «НП НЧ КБК им. С.П. Титова»	30
АО «ПОЗиС»	16
АО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького»	10

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Татарстан на 01.01.2022 составила 8101,6 МВт, в том числе: ГЭС – 1205,0 МВт, ТЭС – 6896,6 МВт.

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

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

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Татарстан, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	8022,4	16,0	16,0	+79,2	–	8101,6
ГЭС	1205,0	–	–	–	–	1205,0
ТЭС	6817,4	16,0	16,0	+79,2	–	6896,6

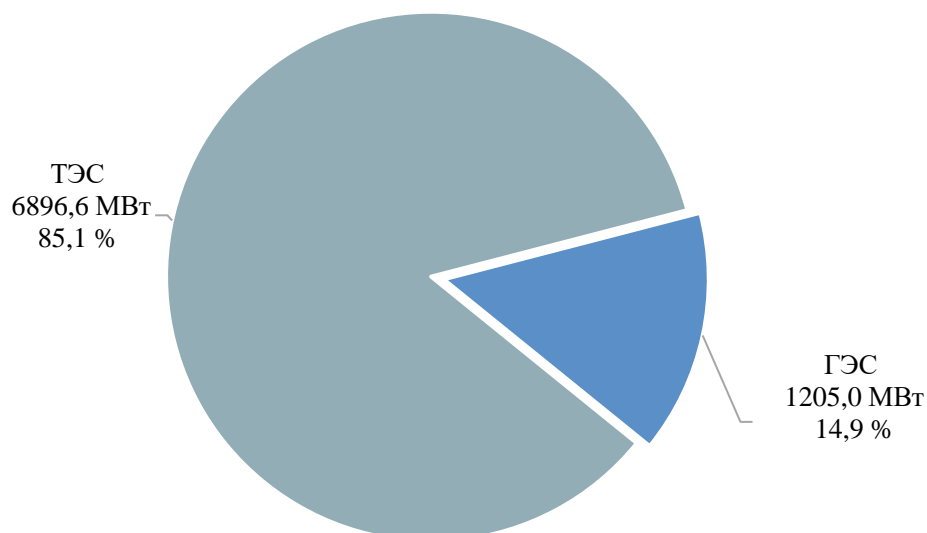


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Татарстан по состоянию на 01.01.2022

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

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	28989	30191	30590	29077	31878
Годовой темп прироста, %	1,96	4,15	1,32	-4,95	9,63
Максимум потребления мощности, МВт	4323	4390	4388	4363	4767
Годовой темп прироста, %	-1,59	1,55	-0,05	-0,57	9,26
Число часов использования максимума потребления мощности	6706	6877	6971	6664	6687
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	30.01 10:00	20.12 16:00	24.01 10:00	14.12 09:00	24.12 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-19,6	-15	-18,9	-14,9	-22,7

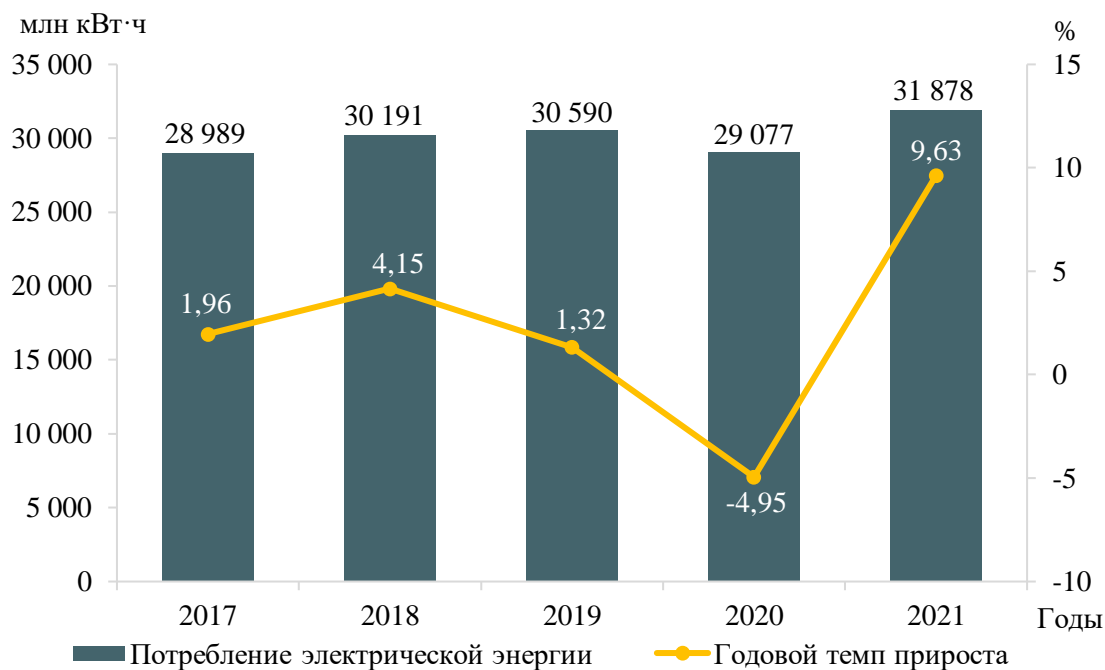


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

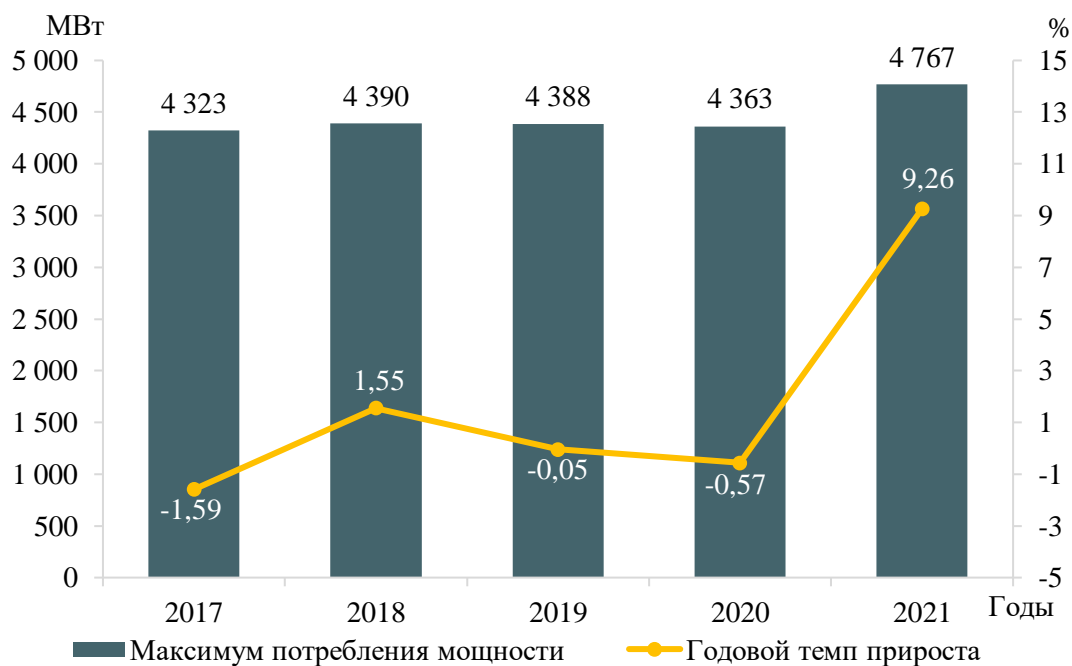


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан увеличилось на 3446 млн кВт·ч и составило в 2021 году 31878 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,31 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,63 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -4,95 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан вырос на 374 МВт и составил 4767 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,65 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 9,26 % в 2021 году и обусловлен, в основном, послаблением ограничительных эпидемиологических мер и значительно более низкой ТНВ. Наибольшее годовое снижение мощности составило -1,59 % в 2017 году.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления крупными предприятиями нефтеперерабатывающей промышленности ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина, АО «ТАНЕКО» и АО «Таиф-НК»;
- увеличением потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП за ретроспективный период на территории Республики Татарстан приведен в таблице 4. Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования за ретроспективный период на территории Республики Татарстан приведен в таблице 5.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП за ретроспективный пятилетний период

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Казанская ТЭЦ-1 – Южная III цепь с отпайками	АО «Сетевая компания»	2018	6,12 км
2	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Казанская ТЭЦ-1 – Южная IV цепь с отпайками	АО «Сетевая компания»	2018	6,12 км
3	110 кВ	ВЛ 110 кВ Каргали – Сарсазы. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Каргали – Чистополь-220 1 на ПС 110 кВ Сарсазы с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Каргали – Сарсазы и ВЛ 110 кВ Чистополь-220 – Сарсазы	АО «Сетевая компания»	2019	–

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	110 кВ	ВЛ 110 кВ Чистополь 220 – Сарсазы. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Каргали – Чистополь-220 1 на ПС 110 кВ Сарсазы с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Каргали – Сарсазы и ВЛ 110 кВ Чистополь-220 – Сарсазы	АО «Сетевая компания»	2019	–
5	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Бегишево – Жарков I цепь	ПАО «Нижекамские фтехим»	2021	2,33 км
6	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Бегишево – Жарков II цепь	ПАО «Нижекамские фтехим»	2021	2,32 км
7	110 кВ	КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП 1,2,9. Образована из ВЛ 110 кВ Нижегородская – ГПП-1,2,9 путем отключения от ПС 220 кВ Нижегородская и подключением к РП 110 кВ Жарков	ПАО «Нижекамские фтехим»	2021	10,25 км
8	110 кВ	КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП 10. Образована из ВЛ 110 кВ Нижегородская – ГПП-10 путем отключения от ПС 220 кВ Нижегородская и подключением к РП 110 кВ Жарков	ПАО «Нижекамские фтехим»	2021	5,36 км
9	110 кВ	КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП 3,4,5. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Нижегородская – ГПП-3,4,5 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижегородская – Жарков II цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП-3,4,5	ПАО «Нижекамские фтехим»	2021	7,33 км
10	110 кВ	КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП 6,7. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Нижегородская – ГПП-6,7 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижегородская – Жарков I цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП-6,7	ПАО «Нижекамские фтехим»	2021	3,11 км
11	110 кВ	КВЛ 110 кВ Жарков – Очистные. Образована из ВЛ 110 кВ Нижегородская – Очистные путем отключения от ПС 220 кВ Нижегородская и подключением к РП 110 кВ Жарков	ПАО «Нижекамские фтехим»	2021	23,16 км
12	110 кВ	КВЛ 110 кВ Жарков – ПАВ I цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ ПАВ 1 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижегородская – Жарков III цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – ПАВ I цепь	ПАО «Нижекамские фтехим»	2021	3,35 км
13	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Жарков – ПАВ-3	ПАО «Нижекамские фтехим»	2021	3,15 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
14	110 кВ	КВЛ 110 кВ Жарков – Этилен II цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Этилен 2 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков IV цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – Этилен II цепь	ПАО «Нижнекамские фтехим»	2021	5,67 км
15	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Лемаевская ПГУ – Жарков I цепь	ПАО «Нижнекамские фтехим»	2021	10,56 км
16	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Лемаевская ПГУ – Жарков II цепь	ПАО «Нижнекамские фтехим»	2021	10,52 км
17	110 кВ	КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков I цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Нижнекамская – ГПП-6,7 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков I цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП-6,7	ПАО «Нижнекамские фтехим»	2021	1,92 км
18	110 кВ	КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков II цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Нижнекамская – ГПП-3,4,5 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков II цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – ГПП-3,4,5	ПАО «Нижнекамские фтехим»	2021	1,92 км
19	110 кВ	КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков III цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ ПАВ 1 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков III цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – ПАВ I цепь	ПАО «Нижнекамские фтехим»	2021	2,17 км
20	110 кВ	КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков IV цепь. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Этилен 2 на РП 110 кВ Жарков с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Нижнекамская – Жарков IV цепь и КВЛ 110 кВ Жарков – Этилен II цепь	ПАО «Нижнекамские фтехим»	2021	2,15 км
21	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Лемаевская ПГУ – Нижнекамская ТЭЦ-1 № 1	ПАО «Нижнекамские фтехим»	2021	2,18 км
22	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Лемаевская ПГУ – Нижнекамская ТЭЦ-1 № 2	ПАО «Нижнекамские фтехим»	2021	2,17 км

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования за ретроспективный пятилетний период

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ Зеленодольская	АО «Сетевая компания»	2018	2×40 МВА
2	110 кВ	Новые вводы трансформаторов на Казанской ТЭЦ-1	АО «Татэнерго»	2018	2х63 МВА 2х100 МВА
3	220 кВ	Замена автотрансформаторов на ПС 220 кВ Зеленодольская	АО «Сетевая компания»	2019	2×125 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на НкТЭЦ-1	АО «ТГК-16»	2020	125 МВА
5	110 кВ	Строительство РП 110 кВ Жарков	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2021	2х6,3 МВА
6	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Сулеево	АО «Сетевая компания»	2021	125 МВА
7	110 кВ	Установка РТСН 40 МВА Лемаевской ПГУ и подключение к новой КЛ 110 кВ Лемаевская ПГУ – Нижнекамская ТЭЦ-1 № 2	ПАО «Нижнекамскнефтехим»	2021	40 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Республики Татарстан энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО, отсутствуют.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями территориальных 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 из нормальной схемы 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
2017	20.12.2017	-12,6
	21.06.2017	17,1
2018	19.12.2018	-14,9
	20.06.2018	18,7
2019	18.12.2019	-0,6
	19.06.2019	19,0
2020	16.12.2020	-8,3
	17.06.2020	21,2
2021	15.12.2021	-5,4
	16.06.2021	25,0

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 из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.

2.2.1.1 АО «Сетевая компания»

По данным АО «Сетевая компания» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 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 загрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{ном}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{ном}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Аэропорт	110	Т-1	ТДН-16000/110 У1	115	16	1990	–	9,52	10,73	9,95	11,84	5,7	4,47	5,9	6,2	6,12	6,9	0
		10			11	16			9,52	10,73	9,95	11,84	5,7	4,47	5,9	6,2	6,12	6,9	
		110	Т-2	ТДН-16000/110 У1	115	16	1992	–	7,38	7,03	6	8,52	10,8	3,68	4,79	4,13	5,75	5,6	
		10			11	16			7,38	7,03	6	8,52	10,8	3,68	4,79	4,13	5,75	5,6	
2	ПС 110 кВ Юбилейная	110	Т-1	ТДТН-25000/110-УХЛ1	115	25	2017	–	4,25	7,14	5,22	8,24	10,2	–	4,09	6,04	5,37	7,95	0
		35			38,5	25			3,83	1,15	0,65	1,54	1,58	–	0,75	0,62	1,02	2,21	
		10			11	25			0,42	5,99	4,57	6,7	8,62	–	3,34	5,42	4,35	5,74	
		110	Т-2	ТДТН-25000/110-УХЛ1	115	25	2017	–	4,38	5,95	6,5	8,45	13,2	–	3,9	5,07	5,14	5,21	
		35			38,5	25			0,6	1,62	1,52	1,84	1,74	–	1,4	1,23	1,24	1,06	
		10			11	25			3,78	4,33	4,98	6,61	11,45	–	2,49	3,84	3,9	4,15	

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 температуре, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Аэропорт	Т-1	ТДН-16000/110 У1	1990	–	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110 У1	1992	–	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Юбилейная	Т-1	ТДТН-25000/110-УХЛ1	2017	–	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110-УХЛ1	2017	–	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 загрузка 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	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Аэропорт	2020	20,36	ПС 110 кВ Аэропорт	Потребители ЭС Республики Татарстан ¹⁾	–	–	2022	15,474	–	0,38–10	4,9174	25,28	25,28	25,28	25,28	25,28	25,28
2	ПС 110 кВ Юбилейная	2021	23,4	ПС 110 кВ Юбилейная	Потребители ЭС Республики Татарстан ¹⁾	–	–	2022	21,255	–	0,38–35	8	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4	31,4

Примечание – ¹⁾ Ввиду значительного количества действующих договоров на ТП, по каждому ЦП приводятся суммарные показатели перспективной нагрузки.

ПС 110 кВ Юбилейная.

Согласно таблице 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 23,4 МВА.

Стоит отметить, что согласно исходным данным, предоставленным АО «Сетевая компания», максимальная нагрузка ПС 110 кВ Юбилейная за последние пять лет составила 28,2 МВА, что превышает максимальную нагрузку, выявленную в дни контрольных замеров. Далее максимальная нагрузка ПС принимается на основании данных контрольных замеров за отчетный период, равной 23,4 МВА.

В соответствии с данными таблицы 8, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-5,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

В ПАР одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 75 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания невозможен.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 21,255 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23,4 + 8 - 0 = 31,4 \text{ МВА.}$$

Дополнительно необходимо отметить, что по данным АО «Сетевая компания» на конец 2022 года с ПС 110 кВ Аэропорт на ПС 110 кВ Юбилейная переведена часть нагрузки без возможности обратного перевода. Объем переведенной нагрузки составляет 2,2 МВА. С учетом указанного перевода перспективная нагрузка существующих трансформаторов возрастает до 33,6 МВА.

Следовательно, в ПАР одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107,5 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юбилейная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Юбилейная расчетный объем ГАО составит 2,35 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,6 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

На основании вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 2×25 МВА на трансформаторы номинальной мощностью 2×40 МВА.

Стоит отметить, что АО «Сетевая компания» письмом от 01.07.2022 № 112и-09-2998 (о предоставлении информации для СиПР ЭЭС России) направила предложение по замене трансформаторов Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Юбилейная на трансформаторы мощностью 40 МВА в 2023 году.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – АО «Сетевая компания».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Аэропорт.

Согласно таблице 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 20,36 МВА.

Стоит отметить, что согласно исходным данным, предоставленным АО «Сетевая компания», максимальная нагрузка ПС 110 кВ Аэропорт за последние пять лет составила 23,5 МВА, что превышает максимальную нагрузку, выявленную в дни контрольных замеров. Далее максимальная нагрузка ПС принимается на основании данных контрольных замеров за отчетный период, равной 20,36 МВА.

В соответствии с данными таблицы 8, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -8,3$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,19.

В ПАР одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания невозможен.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,474 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,9174 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,36 + 4,9174 - 0 = 25,28 \text{ МВА.}$$

Дополнительно необходимо отметить, что по данным АО «Сетевая компания» на конец 2022 года с ПС 110 кВ Аэропорт на ПС 110 кВ Юбилейная переведена часть нагрузки без возможности обратного перевода. Объем переведенной нагрузки составляет 2,2 МВА. С учетом указанного перевода перспективная нагрузка существующих трансформаторов снижается до 23,08 МВА.

Следовательно, в ПАР одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 121 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Аэропорт ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Аэропорт расчетный объем ГАО составит 4,04 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,08 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.

Стоит отметить, что АО «Сетевая компания» письмом от 01.07.2022 № 112и-09-2998 (о предоставлении информации для СиПР ЭЭС России) направила предложение по замене трансформаторов Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Аэропорт на трансформаторы мощностью 25 МВА в 2023 году. К установке планируются трансформаторы, высвободившиеся после увеличения трансформаторной мощности на ПС 110 кВ Юбилейная. Срок эксплуатации существующих трансформаторов 2×25 МВА ПС 110 кВ Юбилейная на момент замены составит 6 лет и в ПАР одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора ПС 110 кВ Аэропорт составит 74 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Таким образом, техническое решение по переносу существующих трансформаторов 2×25 МВА ПС 110 кВ Юбилейная на ПС 110 кВ Аэропорт соответствует расчетной перспективной нагрузке ПС 110 кВ Аэропорт, а также требует меньших капитальных затрат по сравнению с установкой новых трансформаторов 2×25 МВА.

На основании вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 2×16 МВА на трансформаторы 2×25 МВА, высвободившиеся после увеличения трансформаторной мощности на ПС 110 кВ Юбилейная.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – АО «Сетевая компания».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.2.1.2 ПАО «Татнефть»

По данным ПАО «Татнефть» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 10 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 11 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 12 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 10 – Фактическая нагрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, 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
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Верхняя Уратьма	110	Т-1	ТРДН-10000/110/35/10	115	10	1982	69	5,37	6,16	7,65	6,39	–	4,18	5,52	5,18	4,95	–	6,32
		35			36,5	10			5,02	5,72	6,61	5,91	–	3,91	5,20	4,85	4,59	–	
		10			10,5	10			0,29	0,37	0,95	0,41	–	0,22	0,26	0,28	0,31	–	
		110	Т-2	ТРДН-10000/110/35/10	115	10	1982	70	5,20	4,94	6,14	4,99	–	3,15	3,87	3,58	3,58	–	
		35			36,5	10			4,24	4,33	5,27	4,49	–	2,85	3,40	3,13	3,14	–	
		10			10,5	10			0,90	0,56	0,80	0,44	–	0,26	0,42	0,41	0,40	–	
2	ПС 110 кВ Передовая	110	Т-1	ТРДН-25000/110/35/6	115	25	1983	84	1,24	16,69	14,64	1,48	–	0,95	1,92	1,77	1,15	–	7,06
		35			36,5	25			0,47	13,78	11,63	0,63	–	0,34	0,45	1,03	0,62	–	
		6			6,3	25			0,72	2,25	2,42	0,79	–	0,57	1,40	0,68	0,49	–	
		110	Т-2	ТРДН-25000/110/35/6	115	25	1983	78	8,74	14,83	0,00	11,18	–	11,10	9,38	13,17	6,80	–	
		35			36,5	25			7,55	13,46	0,00	9,66	–	9,94	9,00	11,52	5,70	–	
		6			6,3	25			1,12	1,24	0,00	1,42	–	1,07	0,29	1,54	1,04	–	
3	ПС 110 кВ Ивашкино	110	Т-1	ТДТН 10000/110/35/10 У1	115	10	1988	85	8,58	5,50	3,56	4,03	–	6,72	3,47	4,39	4,26	–	6,05
		35			38,5	10			7,34	3,24	2,00	2,64	–	5,41	1,35	1,58	2,14	–	
		10			11	10			1,24	2,26	1,56	1,39	–	1,32	2,12	2,81	2,11	–	
		110	Т-2	ТДТН 10000/110/35/10 У1	115	10	1988	84	4,28	4,17	3,48	2,60	–	3,79	3,60	2,24	2,66	–	
		35			38,5	10			1,43	2,31	1,56	1,64	–	1,46	1,89	1,75	1,85	–	
		10			11	10			2,83	1,83	1,89	0,94	–	2,31	1,68	0,47	0,78	–	
4	ПС 110 кВ Ямаши	110	Т-1	ТДТН-25000/110	115	25	2019	92	7,38	10,72	8,57	9,77	–	6,43	6,35	8,96	13,48	–	10,3
		35			38,5	25			6,48	9,82	7,60	8,97	–	5,83	5,77	7,85	12,86	–	
		10			11	25			0,82	0,79	0,88	0,70	–	0,54	0,52	1,02	0,48	–	
		110	Т-2	ТДТН-25000/110	115	25	2019	92	8,52	8,65	5,59	6,21	–	4,82	8,14	13,60	12,74	–	
		35			38,5	25			7,80	7,87	5,54	4,61	–	4,26	7,58	13,48	12,26	–	
		10			11	25			0,64	0,71	0,00	1,54	–	0,52	0,49	0,00	0,37	–	

Таблица 11 – 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 температуре, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Верхняя Уратьма	Т-1	ТРДН-10000/110/35/10	1982	69	1,3	1,23	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-10000/110/35/10	1982	70	1,3	1,23	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Передовая	Т-1	ТРДН-25000/110/35/6	1983	84	1,3	1,23	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110/35/6	1983	78	1,3	1,23	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Ивашкино	Т-1	ТДТН 10000/110/35/10 У1	1988	85	1,3	1,23	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН 10000/110/35/10 У1	1988	84	1,3	1,23	1,15	1,08	1	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Ямаши	Т-2	ТДТН-25000/110	2019	92	1,3	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110	2019	92	1,3	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

Таблица 12 – 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	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Верхняя Уратьма	2019	13,79	–	–	–	–	–	–	–	–	–	13,79	13,79	13,79	13,79	13,79	13,79
2	ПС 110 кВ Передовая	2018	31,52	–	–	–	–	–	–	–	–	–	31,52	31,52	31,52	31,52	31,52	31,52
3	ПС 110 кВ Ивашкино	2017	12,85	–	–	–	–	–	–	–	–	–	12,85	12,85	12,85	12,85	12,85	12,85
4	ПС 110 кВ Ямаши	2020	26,22	–	–	–	–	–	–	–	–	–	26,22	26,22	26,22	26,22	26,22	26,22

ПС 110 кВ Верхняя Уратьма.

Согласно таблице 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 13,79 МВА.

Стоит отметить, что согласно исходным данным, предоставленным ПАО «Татнефть», максимальная нагрузка ПС 110 кВ Верхняя Уратьма за последние пять лет составила 14,1 МВА, что превышает максимальную нагрузку, выявленную в дни контрольных замеров. Далее максимальная нагрузка ПС принимается на основании данных контрольных замеров за отчетный период, равной 13,79 МВА.

В соответствии с данными таблицы 11, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-0,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,153.

В ПАР одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 120 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания возможен в объеме 6,32 МВА.

По данным ПАО «Татнефть», действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,79 + 0 - 6,32 = 7,47 \text{ МВА.}$$

Следовательно, в ПАР одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 64,8 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

На основании вышеизложенного, рисков ввода ГАО, с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП, не выявлено.

Замена существующих силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Верхняя Уратьма не требуется.

ПС 110 кВ Передовая.

Согласно таблице 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 31,52 МВА.

В соответствии с данными таблицы 11, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-14,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,249.

В ПАР одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 100,9 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания возможен в объеме 7,06 МВА.

По данным ПАО «Татнефть», действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 31,52 + 0 - 7,06 = 24,46 \text{ МВА.}$$

Следовательно, в ПАР одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 78,3 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

На основании вышеизложенного, рисков ввода ГАО, с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП, не выявлено.

Замена существующих силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Передовая не требуется.

ПС 110 кВ Ивашкино.

Согласно таблице 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 12,85 МВА.

В соответствии с данными таблицы 11, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -12,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,226.

В ПАР одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 104,8 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания возможен в объеме 6,05 МВА.

По данным ПАО «Татнефть», действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.

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

$$S_{персп}^{ТР} = 12,85 + 0 - 6,05 = 6,8 \text{ МВА.}$$

Следовательно, в ПАР одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 55,5 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

На основании вышеизложенного, рисков ввода ГАО, с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП, не выявлено.

Замена существующих силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Ивашкино не требуется.

ПС 110 кВ Ямаши.

Согласно таблице 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2020 года и составила 26,22 МВА.

Стоит отметить, что согласно исходным данным, предоставленным ПАО «Татнефть», максимальная нагрузка ПС 110 кВ Ямаши за последние пять лет составила 36,2 МВА, что превышает максимальную нагрузку, выявленную в дни контрольных замеров. Далее максимальная нагрузка ПС принимается на основании данных контрольных замеров за отчетный период, равной 26,22 МВА.

В соответствии с данными таблицы 11, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +21,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,194.

В ПАР одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 88 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания возможен в объеме 10,3 МВА.

По данным ПАО «Татнефть», действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 26,22 + 0 - 10,3 = 15,92 \text{ МВА.}$$

Следовательно, в ПАР одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 53,3 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

На основании вышеизложенного, рисков ввода ГАО, с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП, не выявлено.

Замена существующих силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Ямаши не требуется.

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

2.2.2.1 ПАО «Татнефть»

По данным ПАО «Татнефть» рассмотрены предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже. Указанные предложения приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Варианты строительства/реконструкции электросетевых объектов 110 кВ и ниже

№ п/п	Р – реконструкция Н – нов. строительство	Напряжение, кВ	Наименование мероприятия	Год ввода объекта (рекомендуемый)	Существующие технические характеристики объектов	Технические характеристики объектов проекта	Стоимость в базовых ценах (на 01.01.2018), млн руб. (без НДС)	Стоимость в ценах 2 кв. 2022 года, млн руб. (с НДС)	Основание для выполнения мероприятия
1	Р	110	Реконструкция подстанции 110/6 кВ №1 «Островная» с расширением с одно- до двухсекционной (1×6,3 МВА и 1×10 МВА) и установкой БСК в количестве 2 шт. мощностью 1,8 Мвар, расширением КРУН-6 кВ и строительством отпайки от ВЛ-110 кВ НКТЭЦ-1-Сидоровка 1 до ПС №1 «Островная» ориентировочной протяженностью 9,3 км, провод АС 95/16	2022	6,3 МВА	10 МВА 9,3 км 1,8 Мвар	–	189,6	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Н	110	Строительство однострансформаторной подстанции 110/10 кВ со строительством отпайки 110 кВ от ВЛ 110 кВ Пойсеево – Тлякеево до новой подстанции	2023	–	10 МВА	–	195	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Информация, обосновывающая необходимость реализации предложений, приведенных в таблице 13, включая рассмотренные варианты развития сети, отсутствует.

В связи с отсутствием обосновывающих материалов данные предложения в итоговый перечень мероприятий не включаются.

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

Предложения от территориальных сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, на территории Республики Татарстан отсутствуют.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

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

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

По данным АО «Сетевая компания» рассмотрены предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже. Указанные мероприятия приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Варианты строительства/реконструкции электросетевых объектов 110 кВ и ниже

№ п/п	Р – реконструкция Н – нов. строительство	Напряжение, кВ	Наименование мероприятия	Год ввода объекта (рекомендуемый)	Существующие технические характеристики объектов	Технические характеристики объектов проекта	Стоимость в базовых ценах (на 01.01.2018), млн руб. (без НДС)	Стоимость в ценах 2 кв. 2022 года, млн руб. (с НДС)	Основание для выполнения мероприятия
1	Н	110	Строительство ПС 110 кВ Сокуры с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый, с заходом ВЛ 110 кВ Пестрецы – Аэропорт на ПС 110 кВ Сокуры ориентировочной протяженностью 5,4 км с образованием ВЛ 110 кВ Пестрецы – Сокуры и ВЛ 110 кВ Аэропорт – Сокуры	2023	–	2×6,3 МВА 2×2,7 км	–	373,60	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Н	35	Строительство ПС 35 кВ Сокуры с двумя трансформаторами 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый и двухцепной КВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ 25 Октября до ПС 35 кВ Сокуры ориентировочной протяженностью 20 км. Реконструкция ПС 110 кВ 25 Октября с расширением РУ-35 кВ на две линейные ячейки	2023	–	2×6,3 МВА 2×20 км	–	464,96	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Информация, обосновывающая необходимость строительства ПС 110 кВ Сокуры, включая рассмотренные альтернативные варианты развития сети, отсутствует.

В то же время, обоснование предложений, приведенных в таблице 14, приведено в СиПР Республики Татарстан [2].

На основании вышеизложенного, ниже приводится информация из СиПР Республики Татарстан [2].

ПС 110 кВ Сокуры.

Объем строительства: строительство двухцепной ВЛ 110 кВ с использованием существующих опор протяженностью 2,3 км и достройка ВЛ 110 кВ 0,4 км, строительство ПС 110 кВ вблизи РП 10 кВ Сокуры. Срок реализации – 2023 годы.

Данное мероприятие реализуется с целью приведения качества электроэнергии прилегающего к РП 10 кВ Сокуры энергорайона в соответствие с установленными нормами и включено в перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей классом напряжения 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления на электрической энергии и мощности на территории Республики Татарстан, а также для обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии на территории Республики Татарстан, которые соответствуют требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям в рамках СиПР Республики Татарстан [2] на основании решений протокола 113 заседания технического совета филиала АО «Сетевая компания» Приволжские электрические сети от 14.05.2018.

По данным АО «Сетевая компания» в режиме зимних максимальных нагрузок при аварийном отключении ф. 3 10 кВ ПС 110 кВ Аэропорт – РП Сокуры не обеспечивается требуемый уровень напряжения потребителей. Напряжение у конечного потребителя достигает значения 6,78 кВ при нормируемом значении не менее 9 кВ (требования ГОСТ 29322–2014).

Уровень напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Аэропорт ограничен АО «Международный аэропорт Казань» не более 10,5 кВ. На текущий момент выполнены мероприятия по установке ВДТ, которые позволяют обеспечить допустимые параметры электроэнергетического режима в нормальной схеме (напряжение у конечного потребителя выше 9 кВ), но они не эффективны в ремонтных и аварийных режимах (напряжение у конечного потребителя снижается до 6,78 кВ).

Установка дополнительных источников реактивной мощности (БСК, СТК) на РП Сокуры является неэффективной, так как потребление реактивной мощности с шин РП незначительно, ввиду отсутствия подключенных крупных промышленных потребителей.

Согласно письму АО «Сетевая компания» от 23.07.2020 № 112и-10-4106 возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Мероприятие по увеличению сечения проводов ЛЭП, питающих РП Сокуры, неэффективно, так как замена проводов магистралей ф. 3 и ф. 110 с сечения 70 кв. мм на 120 кв. мм повышает напряжение на 0,07 кВ (напряжение у конечного потребителя – 9,47 кВ) и не обеспечивает требуемый уровень напряжения при ремонте питающей ВЛ (напряжение у конечного потребителя – 8,07 кВ). Дальнейшее увеличение сечения проводов ЛЭП, питающих РП Сокуры, например,

замена проводов магистралей ф. 3 и ф. 110 с сечением 70 кв. мм на 240 кв. мм, повышает напряжение на 0,2 кВ (напряжение у конечного потребителя – 9,69 кВ) и также не обеспечивает требуемый уровень напряжения при ремонте питающей ВЛ (напряжение у конечного потребителя – 8,72 кВ).

Новое строительство в сети классом напряжения 10 кВ (строительство третьей цепи 10 кВ от ПС 110 кВ Аэропорт) также не позволит поддержать уровень напряжения у конечного потребителя при аварийном отключении питающей ЛЭП с установленным ВДТ (реконструкция существующих ЛЭП в данном случае не рассматривается). Напряжение у конечного потребителя составит 7,9 кВ.

Определены два варианта мероприятий, позволяющих обеспечить требуемые уровни напряжения у потребителей.

Вариант № 1: строительство ПС 110 кВ Сокуры.

В рамках данного мероприятия предполагается:

- строительство ПС 110 кВ Сокуры с двумя трансформаторами мощностью 6,3 МВА каждый (2×6,3 МВА);

- строительство заходов ВЛ 110 кВ Пестрецы – Аэропорт на ПС 110 кВ Сокуры ориентировочной протяженностью 5,4 км (2×2,7 км) с образованием ВЛ 110 кВ Пестрецы – Сокуры и ВЛ 110 кВ Аэропорт – Сокуры.

При вводе в работу ПС 110 кВ Сокуры в режиме зимних максимальных нагрузок в нормальной схеме и схеме с отключением одной ВЛ 110 кВ напряжение у конечного потребителя находится в допустимых пределах и составляет не менее 10,06 кВ.

Вариант № 2: строительство ПС 35 кВ Сокуры.

В рамках данного мероприятия предполагается:

- реконструкция ПС 110 кВ 25 Октября с расширением РУ 35 кВ на две линейные ячейки;

- строительство ПС 35 кВ Сокуры с двумя трансформаторами мощностью 6,3 МВА каждый (2×6,3 МВА);

- строительство двухцепной КВЛ 35 кВ от ПС 25 Октября ориентировочной протяженностью 20 км (из которых 19 км – ВЛ и 1 км – КЛ). Применение кабельных вставок диктуется необходимостью пересечения рек, дороги регионального значения и магистрального нефтепровода. Пересечение данных объектов может быть выполнено только в кабельном исполнении методом горизонтально направленного бурения.

В режиме зимних максимальных нагрузок при вводе в работу ПС 35 кВ Сокуры напряжение у конечного потребителя находится в допустимых пределах и составляет не менее 9,44 кВ.

В соответствии с ТЭО, выполненным в рамках СиПР Республики Татарстан [2], стоимость реализации мероприятий по варианту № 1 составит:

- строительство ПС 110 кВ Сокуры с двумя трансформаторами мощностью 6,3 МВА каждый (2×6,3 МВА) – 325,13 млн руб.;

- строительство заходов ВЛ 110 кВ Аэропорт – Пестрецы на ПС 110 кВ Сокуры ориентировочной протяженностью 5,4 км (2×2,7 км) – 48,47 млн руб.

Итого по варианту № 1 – 373,6 млн руб.

Стоимость реализации мероприятий по варианту № 2 составит:

- реконструкция ПС 110 кВ 25 Октября с расширением РУ 35 кВ на две линейные ячейки – 17,54 млн руб.;

– строительство ПС 35 кВ Сокуры с двумя трансформаторами мощностью 6,3 МВА каждый (2×6,3 МВА) – 163,93 млн руб.;

– строительство двухцепной КВЛ 35 кВ от ПС 25 Октября ориентировочной протяженностью 20 км (2×20 км) (из которых 19 км – ВЛ и 1 км – КЛ) – 283,49 млн руб.

Итого по варианту № 2 – 464,96 млн руб.

Результаты технико-экономического сравнения вариантов развития сетей для энергорайона РП 10 кВ Сокуры, показали, что наиболее эффективным является вариант № 1.

Стоит отметить, что по данным АО «Сетевая компания» в актуальной редакции инвестиционной программы АО «Сетевая компания» предусмотрено строительство ПС 110 кВ Сокуры с заходами ВЛ 110 кВ.

Организация, ответственная за реализацию проекта, – АО «Сетевая компания».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Приведенные выше предложения АО «Сетевая компания» включены в итоговый перечень мероприятий.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Республики Татарстан и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В энергосистеме Республики Татарстан до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 15 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Татарстан.

Таблица 15 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 50 МВт							
1	ЗАО «ПТФК «ЗТЭО»	ЗАО «ПТФК «ЗТЭО»	47,0	73,0	220	2016 с поэтапным вводом мощности до 2023	ПС 220 кВ Заводская

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан на период 2023–2028 годов представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	33614	34537	35001	35568	35998	36164
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	923	464	567	430	166
Годовой темп прироста, %	–	2,75	1,34	1,62	1,21	0,46

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Татарстан прогнозируется на уровне 36164 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,82 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 923 млн кВт·ч или 2,75 %, наименьший прирост ожидается в 2028 году и составит 166 млн кВт·ч или 0,46 %.

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

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан представлено на рисунке 4.

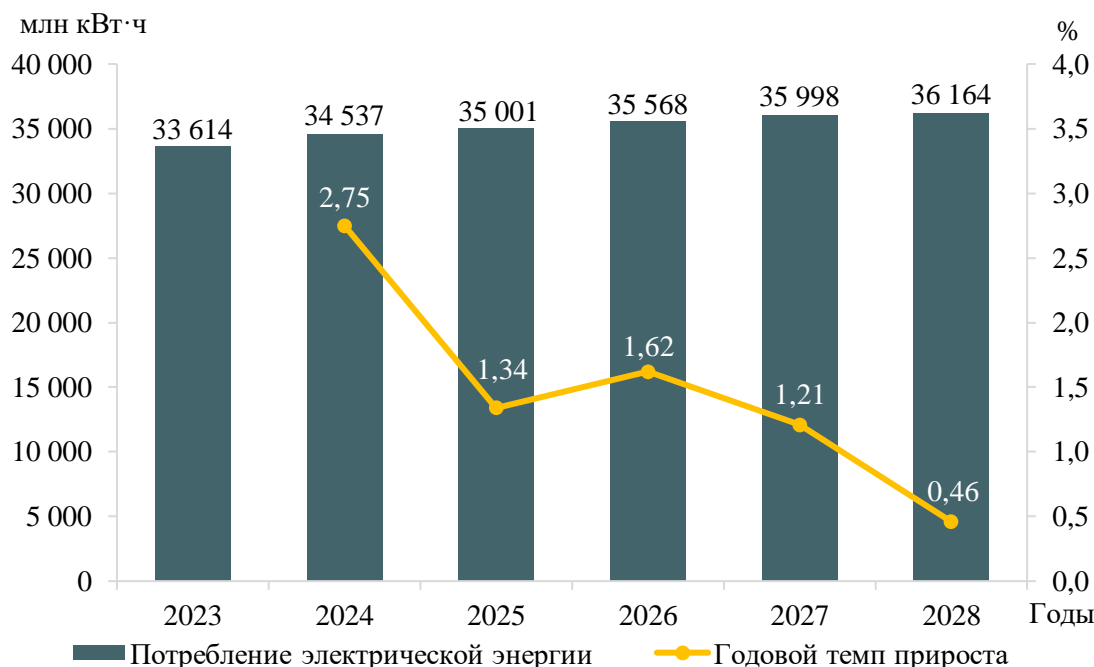


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Татарстан и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- увеличением потребления за счет развития действующих производств, основной прирост ожидается в нефтеперерабатывающем комплексе;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	5003	5098	5187	5252	5315	5326
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	95	89	65	63	11
Годовой темп прироста, %	–	1,90	1,75	1,25	1,20	0,21
Число часов использования максимума потребления мощности	6719	6775	6748	6772	6773	6790

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан к 2028 году прогнозируется на уровне 5326 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,60 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 95 МВт или 1,90 %, что обусловлено планируемым приростом мощности на объектах нефтепереработки; наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 11 МВт или 0,21 %.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 6790 час/год. На перспективу в структуре потребления электрической энергии сохранится большая доля промышленного производства (свыше 50 %) в общем потреблении энергосистемы, которая имеет тенденцию к уплотнению годового режима.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

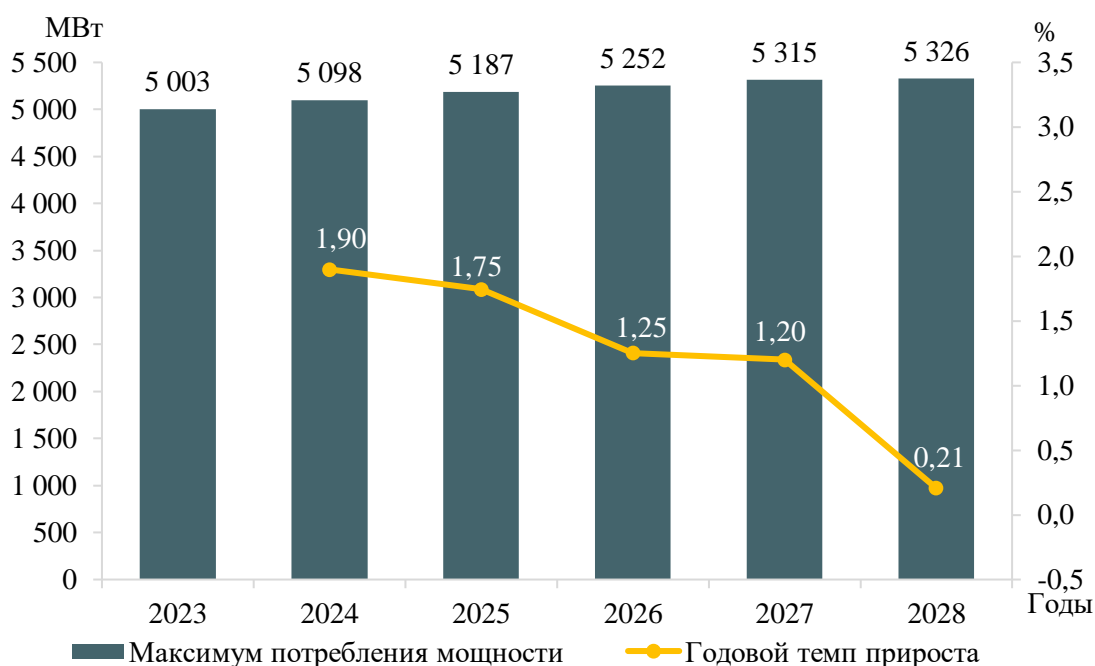


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Татарстан в 2023–2028 годах составляют 939,9 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Республики Татарстан представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Татарстан, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Республики Татарстан	804,9	–	135,0	–	–	–	939,9
ТЭС	804,9	–	135,0	–	–	–	939,9

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Татарстан в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 1131,3 МВт, в том числе: на ТЭС – 1060,0 МВт, на ВЭС – 71,3 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по энергосистеме Республики Татарстан в период 2023–2028 годов представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Татарстан, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Республики Татарстан	55,0	71,3	155,0	850,0	–	–	1131,3
ТЭС	55,0	–	155,0	850,0	–	–	1060,0
ВИЭ – всего	–	71,3	–	–	–	–	71,3
ВЭС	–	71,3	–	–	–	–	71,3

В рассматриваемый перспективный период предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (единичной мощностью более 200 МВт) с использованием парогазовых технологий на Заинской ГРЭС (ПГУ-850).

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство ВЭС в объеме 71,3 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Татарстан в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 2 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций Республики Татарстан в 2028 году составит 8782,4 МВт. К 2028 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Республики Татарстан по сравнению с 2021 годом возрастет доля ТЭС с 85,1 % до 85,5 %, доля ГЭС снизится с 14,9 % до 13,7 %. Доля ВЭС в 2028 году составит 0,8 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Татарстан в период 2023–2028 годов представлена в таблице 20. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Республики Татарстан в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 20 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Татарстан, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Республики Татарстан	7839,1	7910,4	7932,4	8782,4	8782,4	8782,4
ГЭС	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0
ТЭС	6634,1	6634,1	6656,1	7506,1	7506,1	7506,1
ВИЭ – всего	–	71,3	71,3	71,3	71,3	71,3
ВЭС	–	71,3	71,3	71,3	71,3	71,3

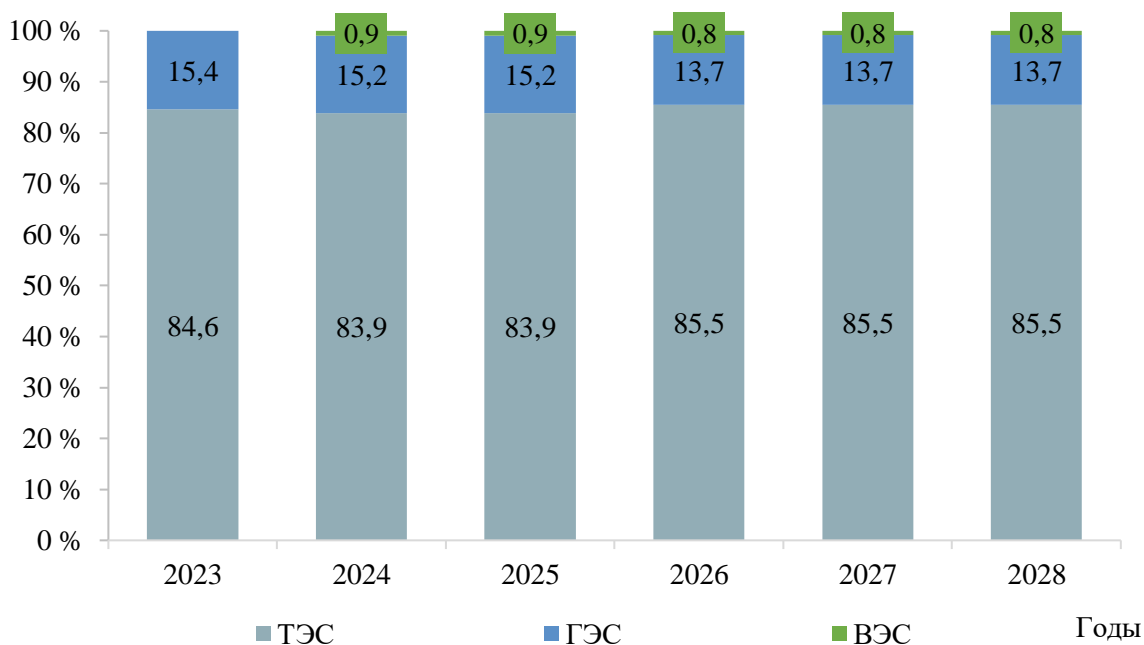


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Татарстан

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы

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

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

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

Перспективные проекты 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 Татарстан отсутствуют.

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

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [3] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	Строительство ПС 110 кВ Сокуры с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	12,6	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Пестрецы – Аэропорт на ПС 110 кВ Сокуры ориентировочной протяженностью 5,4 км с образованием ВЛ 110 кВ Пестрецы – Сокуры и ВЛ 110 кВ Аэропорт – Сокуры	АО «Сетевая компания»	110	км	2×2,7	–	–	–	–	–	5,4	

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

На основании проведённого анализа сформирован перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (таблица 22).

Таблица 22 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	Реконструкция ПС 110 кВ Юбилейная с заменой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый (с переносом на ПС 110 кВ Аэропорт) на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
2	Реконструкция ПС 110 кВ Аэропорт с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Юбилейная	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей

4.5 Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

В таблице 23 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [4].

Таблица 23 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование проекта	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство РУ 110 кВ ВЭС Чистополь с трансформатором 110/35 кВ мощностью 125 МВА	110	МВА	–	1×125	–	–	–	–	125	ВЭС Чистополь	ПАО «Энел Россия»	71,3
2	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Чистополь ВЭС – Каргали I, II цепь ориентировочной протяженностью 6,6 км	110	км	–	2×6,6	–	–	–	–	13,2			
3	Строительство РУ 110 кВ электростанции ЗТО ТКО с трансформатором 110/10 кВ мощностью 80 МВА и трансформатором 110/10 кВ мощностью 16 МВА	110	МВА	1×80 1×16	–	–	–	–	–	96	ТЭС ЗТО ТКО	ООО «АГК-2»	55
4	Строительство одного двухцепного захода ВЛ 110 кВ КТЭЦ-3 – Волна с отпайкой на ПС 110 кВ Васильево РУ 110 кВ электростанции ЗТО ТКО ориентировочной протяженностью 2,3 км с образованием ВЛ 110 кВ КТЭЦ-3 – Электростанция ЗТО ТКО и ВЛ 110 кВ Электростанция ЗТО ТКО – Волна с отпайкой на ПС 110 кВ Васильево	110	км	2×2,3	–	–	–	–	–	4,6			

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

6 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети Республики Татарстан, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию проектов, представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу АО «Сетевая компания» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 25.07.2022 на официальном сайте АО «Сетевая компания» в сети Интернет;

2) проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу АО «Сетевая компания» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.11.2022 на официальном сайте АО «Сетевая компания» в сети Интернет.

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Республики Татарстан оценивается в 2028 году в объеме 36164 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,82 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан к 2028 году увеличится и составит 5326 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,60 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Татарстан в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6719–6790 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Татарстан в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 1131,3 МВт, в том числе: на ТЭС – 1060,0 МВт, на ВЭС – 71,3 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Татарстан в 2028 году составит 8782,4 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 23,2 км, трансформаторной мощности 363,6 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от _____ г. № _____ «Об утверждении _____», зарегистрирован М-вом юстиции _____ г., регистрационный № _____. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: __.__.____).

2. Схема и программа развития электроэнергетики Республики Татарстан на 2022 год с перспективой до 2027 года : утверждены Распоряжением Президента Республики Татарстан от 29 апреля 2022 г. № 149 ДСП «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Республики Татарстан на 2022 год с перспективой до 2027 года». – Республика Татарстан, 2022. – 188 с. – Текст : непосредственный.

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

4. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 (ред. от 14.03.2022) «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					01.01.2022								
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Республики Татарстан													
Нижнекамская ГЭС	АО «Татэнерго»												
		1	ПЛ-20/811-В-1000	-	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0		
		2	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		3	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		4	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		5	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		6	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		7	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		8	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		9	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		10	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		11	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		12	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		13	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		14	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		15	ПЛ-20/811-В-1000		78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	
		16	ПЛ-20/811-В-1000		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
Установленная мощность, всего		-	-		1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0	1205,0		
Заинская ГРЭС	АО «Татэнерго»												
		2	ПВК-200-1	Газ, мазут	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		3	ПВК-200-1		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		4	ПВК-200-1		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		5	К-200-130 ЛМЗ		200,0								Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		6	К-200-130 ЛМЗ		200,0								Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		7	К-200-130 ЛМЗ		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		8	К-200-130 ЛМЗ		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		9	К-200-130 ЛМЗ		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		10	К-200-130 ЛМЗ		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		11	К-200-130 ЛМЗ		200,0								Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		12	К-204,9-130-3		204,9								Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		19, 20	ПГУ-850						850,0	850,0	850,0	850,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		-	-		2204,9	1400,0	1400,0	1400,0	2250,0	2250,0	2250,0		
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	ОАО «ТГК-16»												
		2	ПТ-60-130/13	Газ, мазут	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		3	Р-100-130/15		100,0	100,0	100,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	Модернизация в 2025 г.
		4	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		5	Т-100/120-130-2		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	
		6	Р-70/100-130/15		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		7	Т-100/120-130-2		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	
		8	Р-100-130/15		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		9	Р-70/100-130/15		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		10	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		11	Р-100-130/15		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Установленная мощность, всего		-	-			880,0	880,0	880,0	882,0	882,0	882,0	882,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
Казанская ТЭЦ-2	АО «Татэнерго»	7	ПТ-65/75-130/13	Газ, мазут	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0		
		8	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		9	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		1, 2	ПГУ-1		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		3, 4	ПГУ-2		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0	385,0		
Казанская ТЭЦ-3	АО «ТГК-16»	1	Т-27/33-1,28	Газ, мазут	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0		
		2	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		3	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		4	Т-100/120-130-2		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0		
		5	Р-20/40-130/31		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		6	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0		
		7	ГТУ 9НА.01	405,6	405,6	405,6	405,6	405,6	405,6	405,6	405,6		
Установленная мощность, всего		–	–	–	789,6	789,6	789,6	789,6	789,6	789,6	789,6		
Казанская ТЭЦ-1	АО «Татэнерго»	1	ГТЭ-20/НК-37	Газ, мазут	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		2	ГТЭ-20/НК-37		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		5	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		6	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
		7	Р-47-130/13		47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0		
		8, 9	ПГУ-1		123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0		
		10, 11	ПГУ-2	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	453,0	453,0	453,0	453,0	453,0	453,0	453,0		
Набережночелнинская ТЭЦ	АО «Татэнерго»	1	ПТ-60-130/13	Газ, мазут	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		
		3	Т-100/120-130-2		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0		
		4	Т-100/120-130-2		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0		
		5	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		6	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		7	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		8	Т-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		9	Р-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		10	Т-175/210-130		175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0	175,0		
		11	Т-185/220-130-2		185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0	185,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	1180,0	1180,0	1180,0	1180,0	1180,0	1180,0	1180,0		
Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-2)	ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	1	ПТ-135/165-130/15	Газ, мазут	135,0	135,0	135,0					Вывод из эксплуатации в 2025 г.	
		2	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0		
		3	Р-40-130/31		40,0	40,0	40,0						В 2025 г. перевод противодавленческой турбины ТГ-3 в работу с использованием парогазового цикла за счет надстройки генерирующего объекта газовой турбиной ГТЭ-155, установленной мощностью 155 МВт
		3	ПГУ-195(Т)					195,0	195,0	195,0	195,0		
		4	Р-97/100-130/16		97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0		
		5	Р-100-130/15		97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0		
		6	К-110-1,6		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
		7	К-110-1,6	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0			
Установленная мощность, всего		–	–	–	724,0	724,0	724,0	744,0	744,0	744,0	744,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ Нижнекамскнефтехим	Энергостанция ПАО «Нижнекамскнефтехим»	1	ГТУ (MS5001PA)	Газ	25,0	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	Уточнение 01.03.2022	
		2	ГТУ (MS5001PA)		25,0	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	Уточнение 01.03.2022	
		3	ГТУ (MS5001PA)		25,0	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	Уточнение 01.03.2022	
		Установленная мощность, всего	–		–	75,0	67,3	67,3	67,3	67,3	67,3	67,3	
Лемаевская ПГУ-ТЭС	ПАО «Нижнекамскнефтехим»		ПГУ-1	Газ		494,8	494,8	494,8	494,8	494,8	494,8	Ввод в эксплуатацию 19.07.2022	
		Установленная мощность, всего	–		–		494,8	494,8	494,8	494,8	494,8	494,8	
ТЭЦ Буинского сахарного завода	ООО «Буинский сахар»	1	P-6-35/5	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		2	P-6-35/5		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	
ГПЭС «Энергоцентр Майский»	АО «Энергоцентр Майский»	1	Deutz TCG 2032 V16	Газ	4,0	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	Уточнение 01.08.2022	
		2	Deutz TCG 2032 V16		3,7	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	Уточнение 01.08.2022	
		3	Deutz TCG 2032 V16		4,0	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	Уточнение 01.08.2022	
		4	Deutz TCG 2032 V16		3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	Уточнение 01.08.2022	
		5	Deutz TCG 2032 V16		3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	Уточнение 01.08.2022	
		6	Deutz TCG 2032 V16		3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	Уточнение 01.08.2022	
		Установленная мощность, всего	–		–	23,1	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	23,5	
Мини-ТЭЦ №2 АПТС	АО «Альметьевские тепловые сети»	1	ГПУ (MWM2020)	Газ	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		2	ГПУ (MWM2020)		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		3	ГПУ (MWM2020)		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		4	ГПУ (MWM2020)		2,0							Вывод из эксплуатации 24.10.2022	
		Установленная мощность, всего	–		–	8,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Мини-ТЭЦ №3 АПТС	АО «Альметьевские тепловые сети»	1	ГПУ (MWM2020)	Газ	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		2	ГПУ (MWM2020)		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		3	ГПУ (MWM2020)		2,0							Вывод из эксплуатации 24.10.2022	
		Установленная мощность, всего	–		–	6,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Мини-ТЭЦ №4 АПТС	АО «Альметьевские тепловые сети»	1	ГПУ (MWM2020)	Газ	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		2	ГПУ (MWM2020)		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		3	ГПУ (MWM2020)		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		4	ГПУ (MWM2020)		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		5	ГПУ (MWM2020)		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0		
		6	MWM TCG2020V20			2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	Ввод в эксплуатацию 24.10.2022
		7	MWM TCG2020V20			2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	Ввод в эксплуатацию 24.10.2022
Установленная мощность, всего	–	–	10,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0				

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
ТЭЦ Нижнекамсктехуглерод	АО «Нижнекамсктехуглерод»	1	П-6/2,2-0,6	Газ	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	П-6/2,2-0,6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		–	–		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Мини-ТЭЦ Кастамону	ООО «Кастамону Интегрейтед Вуд Индастри»	1	LM 2500+G4DLE	Газ, древесные отходы	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	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	
ГТЭС Хаят Кимья	ООО «Хаят Кимья»	1	GPB180D-L20	Газ	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
Мини ТЭС ГПУ-1	ООО «Энергетическое партнерство»	1	HYUNDAI 9H35/40G	Газ	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		–	–		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2		
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
Мини ТЭС ГПУ-2	ООО «Энергетическое партнерство»	1	HYUNDAI 9H35/40G	Газ	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		–	–		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2		
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
Мини ТЭС ГПУ-3	ООО «Энергетическое партнерство»	1	HYUNDAI 9H35/40G	Газ	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
		–	–		4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2		
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	
ГТЭС Аммоний	АО «Аммоний»	1	H-25 (HYUNDAI)	Газ	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
ТЭС ЗТО ТКО (код ГТП GVIE0653)	ООО «АГК-2»	1	ПТУ КП-55-6.8	Биотопливо		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–		55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	
ГТУ-ТЭС в г.Елабуга	ООО «КЭР-Генерация»	1	WT-7301S-G	Газ	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	
		2	WT-7301S-G		5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2		
		3	WT-7301S-G		5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2		
		4	WT-7301S-G		4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9		
Установленная мощность, всего		–	–	–	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	
ГТЭУ-18 «КМПО»	АО «КМПО»	1	НК-38СТ	Газ	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	
Мини-ТЭЦ Кастамону-2	ООО «Кастамону Интегрейтед Вуд Индастри»	1	KAWASAKI GPB-180DL20A	Газ, древесные отходы	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
		–	–		18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ВЭС Чистополь	ПАО «Энел Россия»		ВЭУ (код ГТП GVIE1336)	–			71,3	71,3	71,3	71,3	71,3	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–			71,3	71,3	71,3	71,3	71,3	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проектов по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
1	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Строительство ПС 110 кВ Сокуры с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	12,6	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	448,80	423,24
2	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Пестрецы – Аэропорт на ПС 110 кВ Сокуры ориентировочной протяженностью 5,4 км с образованием ВЛ 110 кВ Пестрецы – Сокуры и ВЛ 110 кВ Аэропорт – Сокуры	АО «Сетевая компания»	110	км	2×2,7	–	–	–	–	–	5,4				
3	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Аэропорт с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Юбилейная	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50				

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение проекта	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
4	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция Юбилейная с заменой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый (с переносом на ПС 110 кВ Аэропорт) на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	2023	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	242,64	242,64

Примечания

1⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на исключение (предотвращение) необходимости применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), обеспечение нормативного уровня балансовой надежности и обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

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