

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

САМАРСКАЯ ОБЛАСТЬ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Описание энергосистемы .....	6
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Самарской области.....	6
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	6
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей.....	7
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет .....	8
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	10
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	12
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	12
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).....	12
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	12
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 .....	18
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	20
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 .....	20
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	20
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ .....	20
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы.....	21
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Самарской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	21
3.2 Прогноз потребления электрической энергии .....	23
3.3 Прогноз потребления электрической мощности .....	24

3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	25
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы.....	27
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше .....	27
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 Самарской области.....	27
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 .....	29
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	30
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	31
6	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	32
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	33
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	34
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	35

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
н/д	–	нет данных
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
СЭС	–	солнечная электростанция
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
$S_{\text{длн}}$	–	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 Самарской области за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 год.

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

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

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, 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 Самарской области 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 Самарской области охватывает территорию Самарской области, которая входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ.

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

- филиал ПАО «Россети» – Самарское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления ЕНЭС на территории Самарской области;
- филиал ПАО «Россети Волга» – «Самарские распределительные сети» – электрические сети 0,4–110 кВ – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Самарской области.

### 1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Самарской области

Энергосистема Самарской области связана с энергосистемами:

- Республики Татарстан (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;
- Саратовской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;
- Ульяновской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Самарское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт., ВЛ 35 кВ – 2 шт., ВЛ 10 кВ – 6 шт.;
- Западной части ЕЭС Республики Казахстан (операционная зона НДЦ СО (Казахстан): ВЛ 220 кВ – 2 шт.;
- Оренбургской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Оренбургское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 10 шт., ВЛ 35 кВ – 2 шт.

### 1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Самарской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АО «АВТОВАЗ», АО «АВТОВАЗ» (Индустриальный парк ул. Северная 20)	219
АО «Самаранефтегаз»	214
ОАО «РЖД»	175
ПАО «КуйбышевАзот»	151

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ООО «Газпром трансгаз Самара»	113
Более 50 МВт	
ПАО «ТОАЗ»-ГТП №1,2,3,4,5,6	90
АО «НК НПЗ», в том числе АО «НЗМП»	86
АО «Транснефть-Прикамье» АО «Транснефть-Приволга» АО «Транснефть-Дружба» ООО «Транснефтьэлектросетьсервис» АО «Транснефть-Урал» (ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС»)	86
АО «Сызранский НПЗ»	58
Более 20 МВт	
АО «ННК»	49
АО «Куйбышевский НПЗ»	47
ПАО «ОДК-Кузнецов» ОП «Винтей» ПАО «ОДК-Кузнецов» ОП «Управленческий» ПАО «ОДК-Кузнецов» Основная площадка	30
ТПШ «РИГЭК-Самара-Нафта»	25
ООО «Самарские коммунальные системы» – Водоснабжение, ООО «Самарские коммунальные системы» – Водоотведение	25

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Самарской области на 01.01.2022 составила 5838,3 МВт, в том числе: ГЭС – 2488,0 МВт, ТЭС – 3275,3 МВт, СЭС – 75,0 МВт.

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

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

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	5844,3	–	6,0	–	–	5838,3
ГЭС	2488,0	–	–	–	–	2488,0
ТЭС	3281,3	–	6,0	–	–	3275,3
ВИЭ – всего	75,0	–	–	–	–	75,0
СЭС	75,0	–	–	–	–	75,0

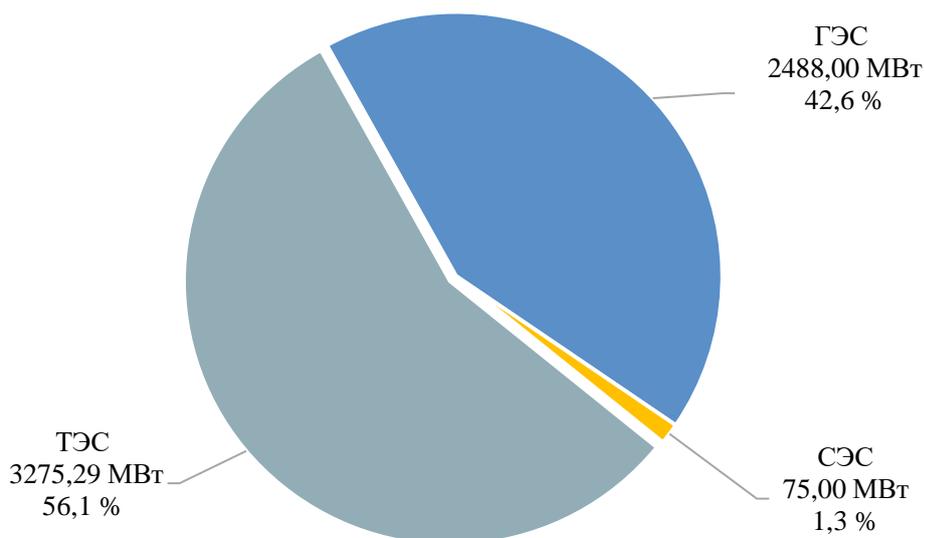


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Самарской области по состоянию на 01.01.2022

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

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

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	23318	23861	23263	22345	23643
Годовой темп прироста, %	0,58	2,33	-2,51	-3,95	5,81
Максимум потребления мощности, МВт	3581	3551	3631	3481	3632
Годовой темп прироста, %	-1,54	-0,84	2,25	-4,13	4,34
Число часов использования максимума потребления мощности	6512	6720	6407	6419	6510
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	30.01 09:00	14.02 09:00	24.01 09:00	14.12 09:00	24.02 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-19,6	-15,3	-19,4	-15,7	-23,2

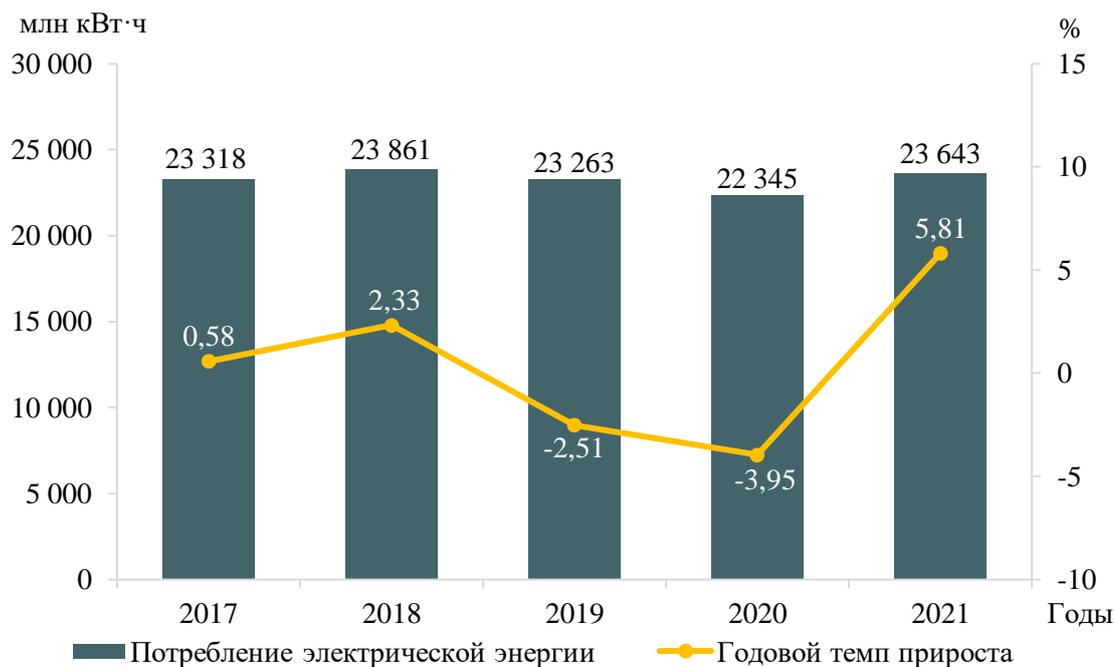


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Самарской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

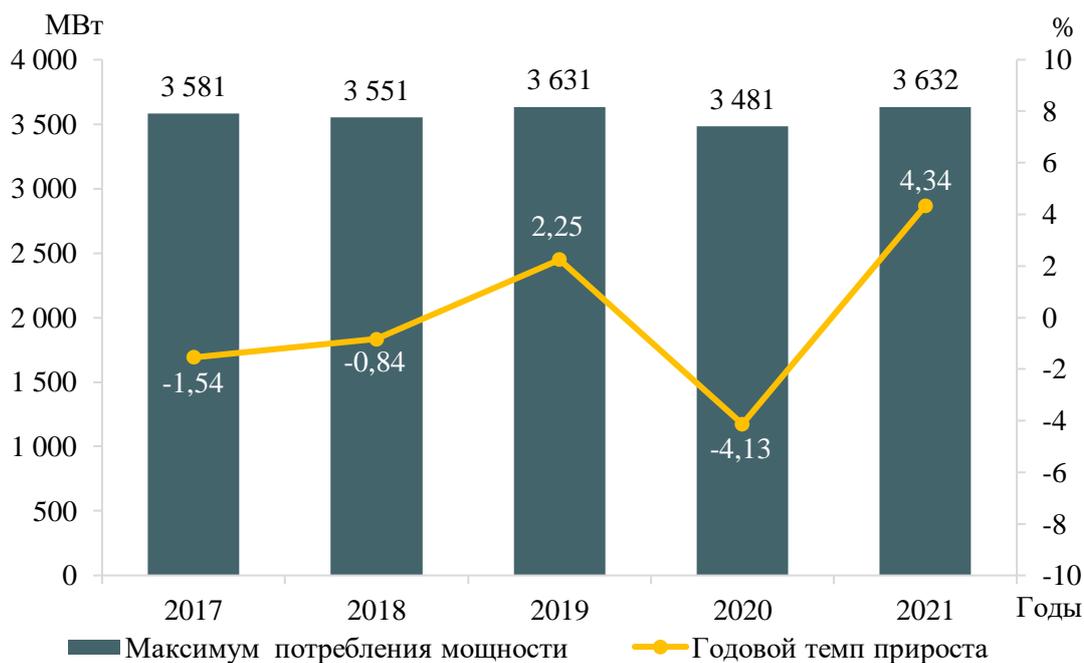


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Самарской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Самарской области увеличилось на 460 млн кВт·ч и составило в 2021 году 23643 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,39 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,81 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -3,95 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Самарской области снизился на 5 МВт и составил 3632 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -0,03 %. Следует отметить, что по годам отчетного периода наименьшее значение максимума потребления мощности зафиксировано в 2020 году на уровне 3481 МВт. Отличительной чертой режима потребления энергосистемы является прохождение годового максимума потребления мощности в утренние часы.

Наибольший годовой прирост мощности составил 4,34 % в 2021 году и обусловлен, в основном, послаблением ограничительных эпидемиологических мер и значительно более низкой ТНВ в зимний период. Наибольшее годовое снижение мощности составило -1,54 % 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;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления на машиностроительном производстве;
- ростом объемов транспортировки газа и продуктов его переработки;
- снижением потребления электрической энергии и мощности на собственные нужды электростанций.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП за ретроспективный период на территории Самарской области приведен в таблице 4. Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования за ретроспективный период на территории Самарской области 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	ВЛ 110 кВ Кряжская – Николаевка с отпайкой на ПС Южная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Просвет – Кряжская с отпайкой на ПС Южная (Южная-1) на ПС 110 кВ Николаевка с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Просвет – Николаевка и ВЛ 110 кВ Кряжская – Николаевка с отпайкой на ПС Южная	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Самарские РС»	2018	7 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
2	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Новокуйбышевская ТЭЦ-2 – Томыловская II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Томыловская-2) до Самарской солнечной электростанции №2	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Самарские РС»	2018	0,3 км
3	110 кВ	Строительство новой отпайки на Самарскую солнечную электростанцию №2 от ВЛ 110 кВ Новокуйбышевская ТЭЦ-2 – Томыловская IV цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Томыловская-4)	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Самарские РС»	2018	0,3 км
4	110 кВ	ВЛ 110 кВ Просвет – Николаевка. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Просвет – Кряжская с отпайкой на ПС Южная (Южная-1) на ПС 110 кВ Николаевка с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Просвет – Николаевка и ВЛ 110 кВ Кряжская – Николаевка с отпайкой на ПС Южная	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Самарские РС»	2018	6,96 км
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Утёс-1. Строительство кабельного участка отпайки на ПС 110 кВ ГПП-3 от ВЛ 110 кВ Утёс-1	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Самарские РС»	2021	0,34 км
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ Утёс-2. Строительство кабельного участка отпайки на ПС 110 кВ ГПП-3 от ВЛ 110 кВ Утёс-2	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Самарские РС»	2021	0,26 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	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Кинельская	Филиал ПАО «Россети» – МЭС Волги	2019	180 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ ГПП-3	АО «КНПЗ»	2021	2×63 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Пестровка	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Самарские РС»	2021	16 МВА

## 2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Самарской области 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	-10,7
	21.06.2017	20
2018	19.12.2018	-9,6
	20.06.2018	20,8
2019	18.12.2019	0,6
	19.06.2019	20,8
2020	16.12.2020	-8,6
	17.06.2020	22,4
2021	15.12.2021	-4,2
	16.06.2021	25

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 ООО «Тольяттикаучук»

По данным ООО «Тольяттикаучук» 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 рассматриваемой 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	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ , 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 Бутил	110	Т-1	ТДН-31500/110	115	31,5	1969	51	–	–	16,3	12,8	13,8	–	–	15,1	11,6	10,4	–
		6			6,6	31,5			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		110	Т-2	ТДН-32000/110	115	32	2014	63	–	–	6	8,8	8,3	–	–	5,4	10,3	6,1	–
		6			6,6	32			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Бутил	Т-1	ТДН-31500/110	1969	51	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-32000/110	2014	63	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

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	$U_{\text{ном}}$ 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 Бутил	2019	22,3	–	–	–	–	–	–	–	–	–	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3

### ПС 110 кВ Бутил.

Согласно таблице 7 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 22,3 МВА.

В соответствии с данными таблицы 8 коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +0,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,1458.

В ПАР одного из трансформаторов максимальная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 62 % от  $S_{\text{длн}}$ , что не превышает  $S_{\text{длн}}$  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].

По данным ООО «Тольяттикаучук», действующие договоры на технологическое присоединение отсутствуют.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,3 + 0 - 0 = 22,3 \text{ МВА.}$$

Следовательно, в ПАР одного из трансформаторов перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 62 % от  $S_{\text{длн}}$ , что также не превышает  $S_{\text{длн}}$  трансформаторов.

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

В тоже время по данным ООО «Тольяттикаучук» в актуальной редакции инвестиционной программы в целях повышения надежности электроснабжения предусмотрена замена трансформатора Т-1 на трансформатор мощность 32 МВА в 2023 году.

На основании выше проведенных расчетов замена существующих силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Бутил не требуется и в итоговый перечень мероприятий не включаются.

#### 2.2.1.2 ООО «Энерго-Центр»

По данным ООО «Энерго-Центр» 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 рассматриваемой 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	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА		
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021			
1	ГПП 110 кВ СПЗ 4	110	С-1-Т	ТРДЦН-63000/110	115	63	1964	75	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		6			6,3	63			12,4	12,3	10,6	11,8	10,4	8,9	7,8	8,8	9,6	3,8	–		
		110	С-2-Т	ТРДЦН-63000/110	115	63	2014	75	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		6			6,3	63			11,05	7,9	7,8	9,8	6,7	7,4	9,3	7,1	5,5	13,9	–		

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 ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ГПП 110 кВ СПЗ 4	С-1-Т	ТРДЦН-63000/110	1964	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		С-2-Т	ТРДЦН-63000/110	2014	75	1,25	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	$U_{\text{ном}}$ 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	ГПП 110 кВ СПЗ 4	2017	23,45	ГПП 110 кВ СПЗ 4	ООО «Специализированный застройщик «Древо.Центр»	20	26.04.2019	2022	1,5	–	–	0,6	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1
				ГПП 110 кВ СПЗ 4	ООО «Энергоинвестиции»	33/1	04.11.2020	2022	0,15	–	–	0,015						

#### ГПП 110 кВ СПЗ 4.

Согласно таблице 10 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 23,45 МВА.

В соответствии с данными таблицы 11 коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -10,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

В ПАР одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 31 % от  $S_{длн}$ , что не превышает  $S_{длн}$  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 1,65 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,615 МВА).

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

$$S_{персп}^{ТР} = 23,45 + 0,615 - 0 = 24,065 \text{ МВА.}$$

Следовательно, в ПАР одного из трансформаторов перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 32 % от  $S_{длн}$ , что также не превышает  $S_{длн}$  трансформаторов.

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

В тоже время по данным ООО «Энерго-Центр» в актуальной редакции инвестиционной программы в целях повышения надежности электроснабжения предусмотрена замена трансформатора Т-1 на трансформатор мощность 63 МВА в 2023 году.

На основании выше проведенных расчетов замена существующих силовых трансформаторов на ПС 110 кВ СПЗ 4 не требуется и в итоговый перечень мероприятий не включаются.

#### 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 АО «ОРЭС-Тольятти»

По данным АО «ОРЭС-Тольятти» 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 объектов электросетевого комплекса на территории г.о. Тольятти Комсомольский район с дополнительной установкой ГПП-110/10/6 кВ (проектирование)	2027	–	–	н/д	58,83	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.

При этом приведенные предложения включены в актуальную редакцию инвестиционной программы АО «ОРЭС-Тольятти».

Организация, ответственная за реализацию проекта, – ООО «Тольяттикаучук».

Срок реализации мероприятия – 2027 год.

В связи с отсутствием обосновывающих материалов данное предложение в итоговый перечень мероприятий не включается.

### 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 Самарской области отсутствуют.

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

### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

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

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

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

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы**

#### **3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Самарской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности**

В энергосистеме Самарской области до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 14 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Самарской области.

Таблица 14 – 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 20 МВт							
1	Нефтеперерабатывающий завод	АО «НК НПЗ»	0,0	63,0	110	2025	Новокуйбышевская ТЭЦ-1 Новокуйбышевская ТЭЦ-2
2	Индустриальный парк в границах г.о. Чапаевск	АО «Промпарки»	0,0	50,0	110	2024	ПС 110 кВ Технопарк
3	АО «Самаранефтегаз» (развитие производства)	АО «Самаранефтегаз»	0,0	44,5	220	2023	ПС 220 кВ Южная
4	Жилая застройка «Южный город»	ООО «Юг Сети»	0,0	43,9	220	2023	ПС 220 кВ Новокуйбышевская

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Самарской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Самарской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	23100	23918	24649	25415	25660	25757
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	818	731	766	245	97
Годовой темп прироста, %	–	3,54	3,06	3,11	0,96	0,38

Потребление электрической энергии по энергосистеме Самарской области в 2028 году прогнозируется на уровне 25757 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,23 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 818 млн кВт·ч или 3,54 %, наименьший прирост ожидается в 2028 году и составит 97 млн кВт·ч или 0,38 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Самарской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 14.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Самарской области представлено на рисунке 4.



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

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

- развитием действующих промышленных потребителей, наибольший прирост потребления ожидается на АО «АВТОВАЗ», ПАО «ТООАЗ», АО «Куйбышевский НПЗ» и АО «Самаранефтегаз»;
- вводом нового индустриального парка;
- реализацией нового проекта в нефтеперерабатывающем комплексе и добыче нефти;
- вводом объемов жилищного строительства и ростом потребления в домашних хозяйствах.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Самарской области на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Самарской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	3583	3708	3830	3903	3938	3942
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	125	122	73	35	4
Годовой темп прироста, %	–	3,49	3,29	1,91	0,90	0,10
Число часов использования максимума потребления мощности	6447	6450	6436	6512	6516	6534

Максимум потребления мощности энергосистемы Самарской области к 2028 году прогнозируется на уровне 3942 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,18 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 125 МВт или 3,49 %, что обусловлено планируемым вводом индустриального парка; наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 4 МВт или 0,10 %.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума потребления прогнозируется на уровне 6534 час/год. На перспективу в структуре потребления электрической энергии сохранится большая доля промышленного производства (свыше 40 %) в общем потреблении энергосистемы, которая имеет тенденцию к уплотнению годового режима.

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

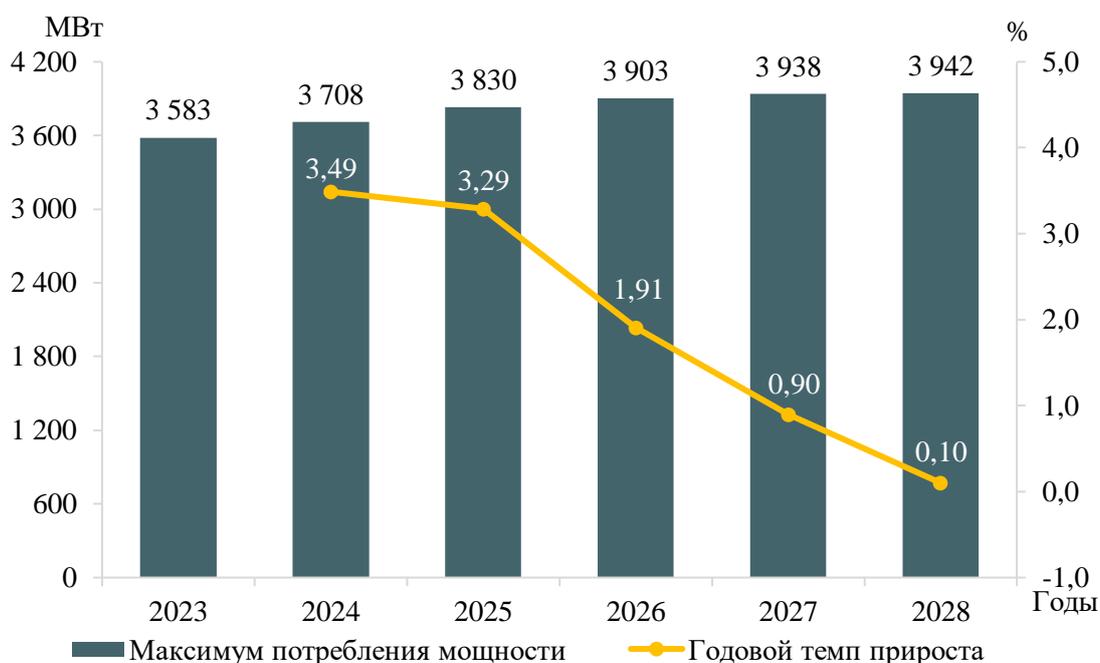


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Самарской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Самарской области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 236,6 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Самарской области в период 2023–2028 годов представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Самарской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Самарской области	–	236,6	–	–	–	–	236,6
ТЭС	–	–	–	–	–	–	–
ВИЭ – всего	–	236,6	–	–	–	–	236,6
ВЭС	–	236,6	–	–	–	–	236,6

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство ВЭС в объеме 236,6 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Самарской области в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 14,9 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций Самарской области в 2028 году составит 6060,6 МВт. К 2028 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Самарской области по сравнению с отчетным 2021 годом снизится доля ТЭС с 56,1 % до 53,9 %, доля ГЭС снизится с 42,6 % до 41 %, доля СЭС снизится с 1,3 % до 1,2 %. Доля ВЭС в 2028 году составит 3,9 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Самарской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 18. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Самарской области представлена на рисунке 6.

Таблица 18 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Самарской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Самарской области	5809,1	6045,7	6060,6	6060,6	6060,6	6060,6
ГЭС	2488,0	2488,0	2488,0	2488,0	2488,0	2488,0
ТЭС	3246,1	3246,1	3261,0	3261,0	3261,0	3261,0
ВИЭ – всего	75,0	311,6	311,6	311,6	311,6	311,6
ВЭС	–	236,6	236,6	236,6	236,6	236,6
СЭС	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0



Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Самарской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Самарской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке) 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 Самарской области не требуются.

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

В таблице 19 представлен перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Самарской области.

Таблица 19 – Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Самарской области

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство РУ 220/35 кВ Гражданской ВЭС с трансформатором 220/35 кВ мощностью 160 МВА и трансформатором 220/35 кВ мощностью 125 МВА	ООО «Четырнадцатый Ветропарк ФРВ»	220	МВА	–	1×160 1×125	–	–	–	–	285	Обеспечение выдачи мощности Гражданской ВЭС (ООО «Четырнадцатый ветропарк ФРВ»), Покровской ВЭС и Ивановской ВЭС (ООО «Девятый ветропарк ФРВ»)	ООО «Четырнадцатый Ветропарк ФРВ», ООО «Девятый ветропарк ФРВ»	–	236,6
	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Томыловская – Оросительная до РУ 220 кВ Гражданской ВЭС ориентировочной протяженностью 2,7 км		220	км	–	1×2,7	–	–	–	–	–				
2	Строительство ПС 110 кВ Грековская с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Самаранефтегаз»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения АО «Самаранефтегаз»	АО «Самаранефтегаз»	–	44,5
	Строительство двух одноцепных КВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Южная до ПС 110 кВ Грековская ориентировочной протяженностью 78 км каждая		110	км	2×78	–	–	–	–	–	–				
3	Строительство ПС 110 кВ ГПП-7 АО «НкНПЗ» с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения АО «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод»	АО «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод»	–	63
	Строительство КВЛ 110 кВ от Новокуйбышевской ТЭЦ-1 ориентировочной протяженностью 3,94 км и КВЛ 110 кВ от Новокуйбышевской ТЭЦ-2 ориентировочной протяженностью 14,06 км до ПС 110 кВ ГПП-7 АО «НкНПЗ»	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Самарские распределительные сети»	110	км	1×3,94 1×14,06	–	–	–	–	–	18				
4	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП-2 ОАО «Волгоцеммаш» с заменой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ОАО «Волгоцеммаш»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения ОАО «Волгоцеммаш»	ОАО «Волгоцеммаш»	7,6	40
5	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП-3 ОАО «Волгоцеммаш» с заменой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ОАО «Волгоцеммаш»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения ОАО «Волгоцеммаш»	ОАО «Волгоцеммаш»	36	17,3
6	Строительство ПС 110 кВ Технопарк с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «ПромПарки»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения АО «ПромПарки»	АО «ПромПарки»	–	50
	Строительство ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Механическая-1 и ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Механическая-2 до ПС 110 кВ Технопарк ориентировочной протяженностью 10 км каждая		110	км	–	2×10	–	–	–	–	–				

**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**

Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся 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, отсутствуют.

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

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

## **5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети**

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

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

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Самарской области оценивается в 2028 году в объеме 25757 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,23 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Самарской области к 2028 году увеличится и составит 3942 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,18 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Самарской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6436–6530 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Самарской области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 236,6 МВт на ВЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Самарской области в 2028 году составит 6060,6 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 196,7 км, трансформаторной мощности 839 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 Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Самарской области													
Жигулевская ГЭС	ПАО «РусГидро»												
		1	ПЛ 30/877-В-930	-	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5		
		2	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		3	ПЛ 30/587-В-930		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
		4	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		5	ПЛ 30/587-В-930		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
		6	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		7	ПЛ30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		8	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		9	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		10	ПЛ-30/587-В-930		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
		11	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		12	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		13	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		14	ПЛ30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		15	ПЛ-30/587-В-930		120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	
		16	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		17	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		18	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		19	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
		20	ПЛ 30/877-В-930		125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	125,5	
Установленная мощность, всего		-	-		2488,0	2488,0	2488,0	2488,0	2488,0	2488,0	2488,0		
Самарская ГРЭС	ПАО «Т Плюс»												
		1	ПТ-12-2,9/0,6	Газ, мазут	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		3	Р-12-29/1,2-2,5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		-	-	-	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0		
Новокуйбышевская ТЭЦ-2	АО «ННК»												
		1	ПТ-50-130/13	Газ, мазут	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
		2	ПТ-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		3	Р-35-130/21		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		5	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	Р-35-130/21		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		7	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		8	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего		-	-		-	340,0	340,0	340,0	340,0	340,0	340,0	340,0	
Тольяттинская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»												
		1	ПТ-65/75-130/13	Газ	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0		
		2	ПТ-65/75-130/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		3	Р-25/50-130/13-21		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		4	Р-25-130/13-21		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		5	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		6	Р-50-130/4-13		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		7	Т-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		8	Т-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		9	Р-50-130/15		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего		-	-	-	545,0	545,0	545,0	545,0	545,0	545,0	545,0		

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 ВАЗа	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут								
		1	ПТ-60-130/13		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	T-100-130		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	
		4	T-100-130		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	
		5	T-100-130		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	
		6	T-110-130-2		105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	
		7	T-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		8	T-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		9	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
		10	ПТ-135/165-130/15		135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0	
		11	ПТ-140/165-130/15-2	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0	1172,0	
Сызранская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут								
		7	P-35-130/13		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		8	T-100/120-130-5		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		9, 10, 11	ПГУ		227,4	227,4	227,4	227,4	227,4	227,4	227,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	372,4	372,4	372,4	372,4	372,4	372,4	372,4	
Самарская ТЭЦ	ПАО «Т Плюс»			Газ								
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	T-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	T-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	T-100/120-130-3		110,0	110,0	110,0	124,9	124,9	124,9	124,9	Модернизация в 2025 г.
		5	P-50-130/13	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	440,0	440,0	440,0	454,9	454,9	454,9	454,9	
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	ПАО «Т Плюс»			Газ, мазут								
		1	ПТ-25-90/10		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		4	T-25-90		25,0							Вывод из эксплуатации 01.07.2022
		6	Тп-35/40-8,8		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		ГТУ-1	PG6111FA		76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	
		ГТУ-2	PG6111FA		76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	
		ГТУ-3	PG6111FA	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5		
Установленная мощность, всего		–	–	–	314,5	289,5	289,5	289,5	289,5	289,5	289,5	
ТЭЦ-1 КНПЗ	АО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод»			Газ								
		4	ПР-6-3,4/1,0/0,5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
ТЭЦ-2 КНПЗ	АО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод»			Газ								
		1	ПТ-12-35/10/М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	P-12-35/5M		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
ТЭЦ НкНПЗ	АО «НкНПЗ»			Газ, мазут								
		1	P-12-35/10		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	P-12-35/10	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
ТЭЦ АО «Газэнергострой»	АО «Газэнергострой»			Газ								
		1	ГТУ-4,2		4,2							Вывод из эксплуатации 13.04.2022
		2	EVW Perkins 4016E61TRS		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	5,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	

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)							
Самарская СЭС № 2	ООО «Самарская солнечная электростанция»	1 оч.	ФЭСМ	-	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		2 оч.	ФЭСМ		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
		3 оч.	ФЭСМ		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0		
		Установленная мощность, всего	-		-	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0	75,0
Гражданская ВЭС	ООО «Четырнадцатый Ветропарк ФРВ»	1-11	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0647)	-			50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		12-22	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0649)				50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		Установленная мощность, всего	-		-			100,1	100,1	100,1	100,1	100,1
Покровская ВЭС	ООО «Девятый Ветропарк ФРВ»	1-11	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0648)	-			50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		12-19	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0652)				36,4	36,4	36,4	36,4	36,4	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		Установленная мощность, всего	-		-			86,5	86,5	86,5	86,5	86,5
Ивановская ВЭС	ООО «Девятый Ветропарк ФРВ»	1-11	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0650)	-			50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
		Установленная мощность, всего	-		-			50,1	50,1	50,1	50,1	50,1
ГПЭЦМИ Кочевненского месторождения	ООО «ННК Самаранефтегаз»	1	Caterpillar G3516	Газ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		2	Caterpillar G3516		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		3	Caterpillar G3516		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		4	Caterpillar G3516		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		5	Caterpillar G3516		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		6	Caterpillar G3516		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		7	БАЭКТ 1x1400D5.1.C		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		8	БАЭКТ 1x1400D5.1.C		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		Установленная мощность, всего	-		-	-	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2