

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

КУРГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Курганской области.....	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	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.....	11
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	11
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).....	11
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	11
2.2.2 Предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	16
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	16
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	16
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	16
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	17
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства,	

	принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	17
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы.....	18
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Курганской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	18
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	18
3.3	Прогноз потребления электрической мощности	19
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	20
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы.....	22
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	22
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Курганской области	22
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	22
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)	24
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	25
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	26
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	27
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	28
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	29

ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии	30
--------------	--	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
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
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
S	–	полная мощность
$S_{\text{ддн}}$	–	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 Курганской 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 Курганской области на каждый год перспективного периода (2023–2028 годов).

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

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

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения перспективного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

1 Описание энергосистемы

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

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

- филиал ПАО «Россети» – Свердловское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления ЕНЭС на территории Курганской области;
- АО «Сибирско-Уральская энергетическая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Курганской области;
- структурное подразделение филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Курганской области.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Курганской области

Энергосистема Курганской области связана с энергосистемами:

- Свердловской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;
- Челябинской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;
- Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (Филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт.;
- ЕЭС Республики Казахстан: ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Курганской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
Филиал ОАО «РЖД» Южно-Уральской железной дороги	286
Более 10 МВт	
ПАО «Курганский машиностроительный завод»	55
АО «Транснефть-Урал»	53
АО «Шадринский автоагрегатный завод»	15

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Курганской области на 01.01.2022 составила 706,2 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Курганской области доля ТЭС составляет 100 %.

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

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за 2021 год приведены в таблице 2.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	706,2	–	–	–	–	706,2
ТЭС	706,2	–	–	–	–	706,2

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 Курганской области приведены в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4492	4530	4442	4218	4418
Годовой темп прироста, %	0,99	0,85	-1,94	-5,04	4,74
Максимум потребления мощности, МВт	755	748	723	717	741
Годовой темп прироста, %	-0,26	-0,93	-3,34	-0,83	3,35
Число часов использования максимума потребления мощности	5950	6056	6144	5883	5962
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм/чч:мм	18.01 08:00	26.12 09:00	08.02 08:00	10.02 08:00	30.12 08:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-19,7	-29,4	-22,2	-16,7	-21,2

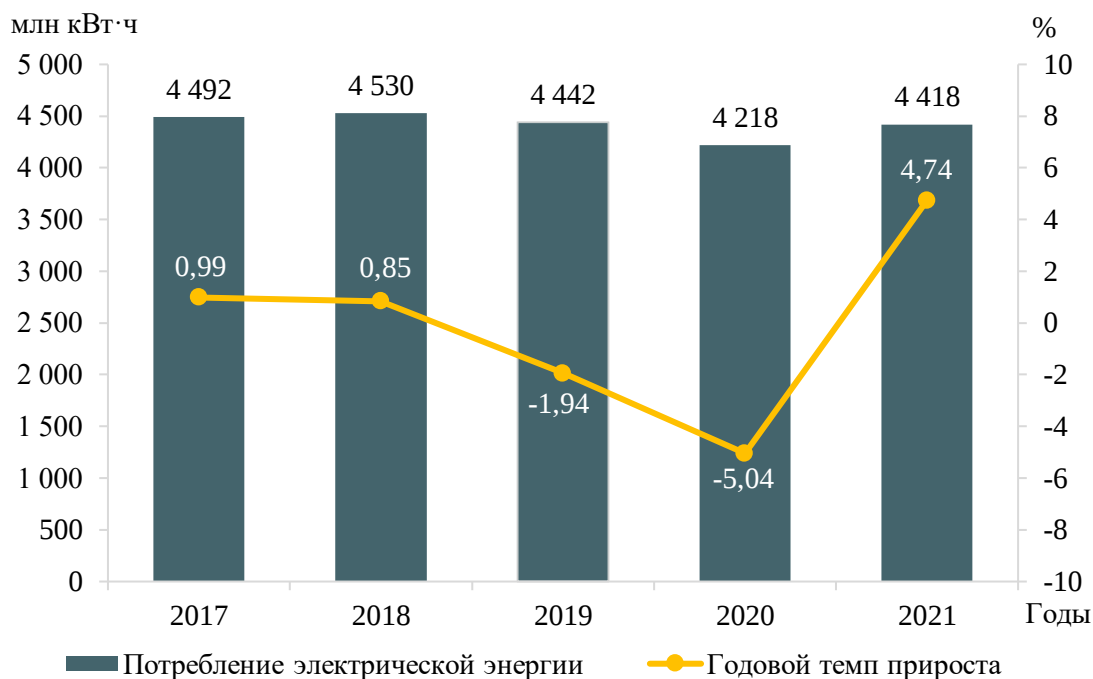


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Курганской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

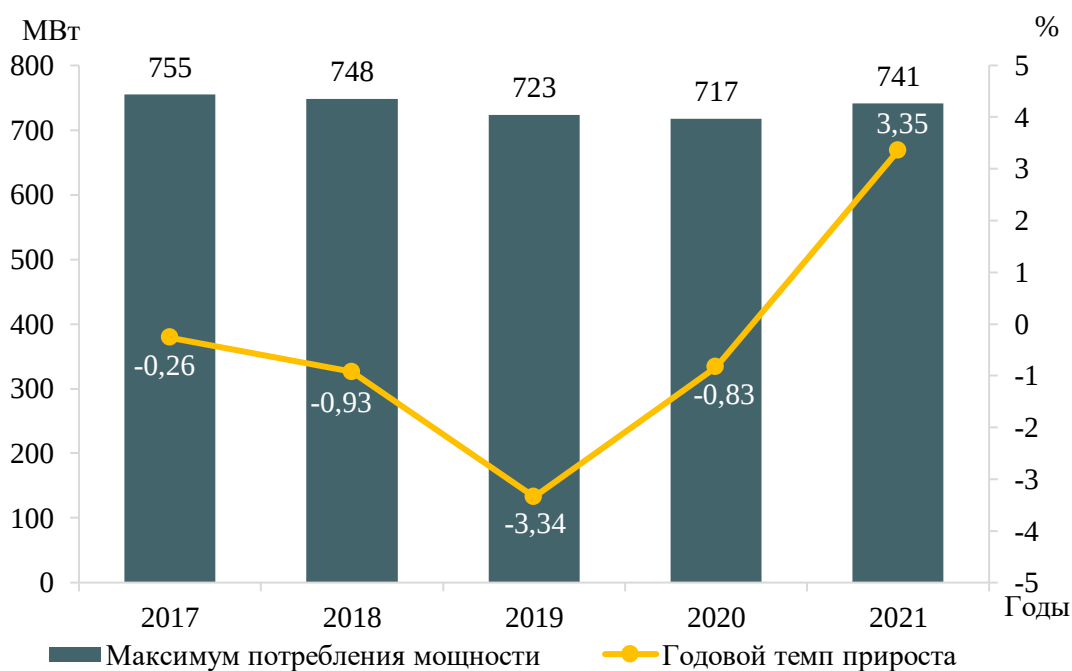


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Курганской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Курганской области снизилось на 30 млн кВт·ч и составило в 2021 году 4418 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -0,14 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,74 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -5,04 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Курганской области снизился на 16 МВт и составил 741 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности -0,43 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 3,35 % в 2021 году, что связано с ослаблением антиковидных ограничений; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило -3,34 %, что было обусловлено снижением потребления мощности потребителями промышленного комплекса.

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

- снижением потребления объектами трубопроводного транспорта АО «Транснефть-Урал»;
- увеличением потребления на машиностроительном производстве;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Курганской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Курганской области приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Далур от ВЛ 110 кВ Шумиха – Альменево	АО «СУЭНКО»	2020	4,51 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Далур	АО «СУЭНКО»	2020	6,3 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 энергосистемы Курганской 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	-14,5
	21.06.2017	16,9
2018	19.12.2018	-10,5
	20.06.2018	19,2
2019	18.12.2019	-7,8
	19.06.2019	15,9
2020	16.12.2020	-10,5
	17.06.2020	19,9
2021	15.12.2021	-3,6
	16.06.2021	25,8

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

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

трансформатора ($S_{\text{персп}}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{\text{ддн}}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

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

2.2.1.1 АО «СУЭНКО»

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 рассматриваемой ПС.

Таблица 7 – 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 Южная	110	Т-1	ТДТН-25000/110	115	25	1990	95	14,24	11,93	10,42	11,23	11,37	13,63	10,71	10,26	9,32	11,13	0
		6			6,6	25			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
		110	Т-2	ТДН-16000/110	115	16	1986	95	12,1	12,47	9,2	8,75	7,42	9,03	8,97	8,69	7,27	7,77	
		6			6,6	16			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	

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 Южная	Т-1	ТДТН-25000/110	1990	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110	1986	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{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 Южная	2017	25,01	ПС 110 кВ Южная	ИП Кайгородцев Андрей Владимирович	4-10-620-2017-01274 Б	21.12.2017	2022	0,02	0	0,4	0,002	26,55	26,57	26,57	26,57	26,57	26,57
				ПС 110 кВ Южная	Физ. лицо	4-10-620-2018-00879 СР	05.12.2018	2021	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Южная	Физ. лицо	4-10-620-2018-00847 СР	05.12.2018	2021	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Южная	Физ. лицо	4-10-620-2018-00876 Р	26.12.2018	2021	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Южная	ООО «МЦ Здоровье»	4-10-620-2018-00905 Р	21.12.2018	2022	0,06	0	0,4	0,006						
				ПС 110 кВ Южная	ИП Бабочкин Александр Сергеевич	4-10-620-2019-00218 СР	09.04.2019	2021	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Южная	ИП Бабочкин Александр Сергеевич	4-10-620-2019-00241 СР	07.05.2019	2021	0,42	0	0,4	0,042						
				ПС 110 кВ Южная	ИП Бабочкин Александр Сергеевич	4-10-620-2019-00321 СР	14.06.2019	2021	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Южная	ООО «УК Соцгарантия»	4-10-620-2019-00371 Б	11.07.2019	2022	0,049	0	0,4	0,0049						
				ПС 110 кВ Южная	ООО «ГК Атлант СЗ»	КГ-21-0537-200-110	09.08.2021	2022	0,22	0	0,4	0,022						
				ПС 110 кВ Южная	МБОУ СОШ №22	КГ-21-0737-200-110	08.09.2021	2022	0,085	0	0,4	0,0085						
				ПС 110 кВ Южная	МБУ «Городской дом народного творчества и досуга»	КГ-21-0871-200-110	22.11.2021	2022	0,1	0	0,4	0,01						
				ПС 110 кВ Южная	ИП Бавкунов Евгений Алексеевич	КГ-21-0988-200-110	15.12.2021	2022	0,12	0	0,4	0,012						

№ 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	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Южная	МБОУ СОШ №36	КГ-21-0990- 200-110	14.01.2022	2023	0,145	0	0,4	0,0145						
				ПС 110 кВ Южная	ОАО «Зауральский торговый дом»	КГ-22-0053- 200-110	05.03.2022	2022	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Южная	ИП Бурдужан Андрей Андреевич	КГ-22-0098- 200-110	21.03.2022	2022	0,06	0	0,4	0,006						

ПС 110 кВ Южная.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 26,34 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 137 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-2. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 88 % от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-1.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,18 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,23 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 26,569 МВА. Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 138 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-2. В ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 89 % от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-1.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Южная расчетный объем ГАО составит 6,04 МВт.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{персп}^{тр} = 26,34 + 0,23 + 0 - 0 = 26,57 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 26,57 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.

При этом, в соответствии с предложением АО «СУЭНКО» рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой существующих трансформаторов Т-1 мощностью 25 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА и 25 МВА соответственно. Приведенные выше расчеты показывают, что данное предложение избыточно.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×16 МВА на 1×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «СУЭНКО».

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

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

Предложения от сетевых организаций Курганской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

Предложения от территориальных сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, на территории Курганской 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

В настоящее время электрические связи между ОЭС Сибири и ОЭС Урала представлены линиями электропередачи, проходящими по территории Республики Казахстан, ВЛ 220 кВ Аврора – Макушино, транзитом 500 кВ Курган – Витязь – Восход и нормально разомкнутым двухцепным транзитом 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – ПС 220 кВ Советско-Соснинская – ПС 220 кВ Парабель – ПС 500 кВ Томская.

В целях повышения энергобезопасности Российской Федерации целесообразно усиление электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала по территории Российской Федерации за счет строительства ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая и ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая, а также расширения РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Алтай и ПС 500 кВ Таврическая с установкой на каждой подстанции четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4×ШР-180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая.

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

Необходимый год реализации мероприятия – 2028 год.

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.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

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

В энергосистеме Курганской области до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов не планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей.

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Курганской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Курганской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	4489	4566	4613	4638	4655	4681
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	77	47	25	17	26
Годовой темп прироста, %	–	1,72	1,03	0,54	0,37	0,56

Потребление электрической энергии по энергосистеме Курганской области прогнозируется на уровне 4681 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,83 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 77 млн кВт·ч или 1,72 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 17 млн кВт·ч или 0,37 %.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Курганской области представлено на рисунке 3.

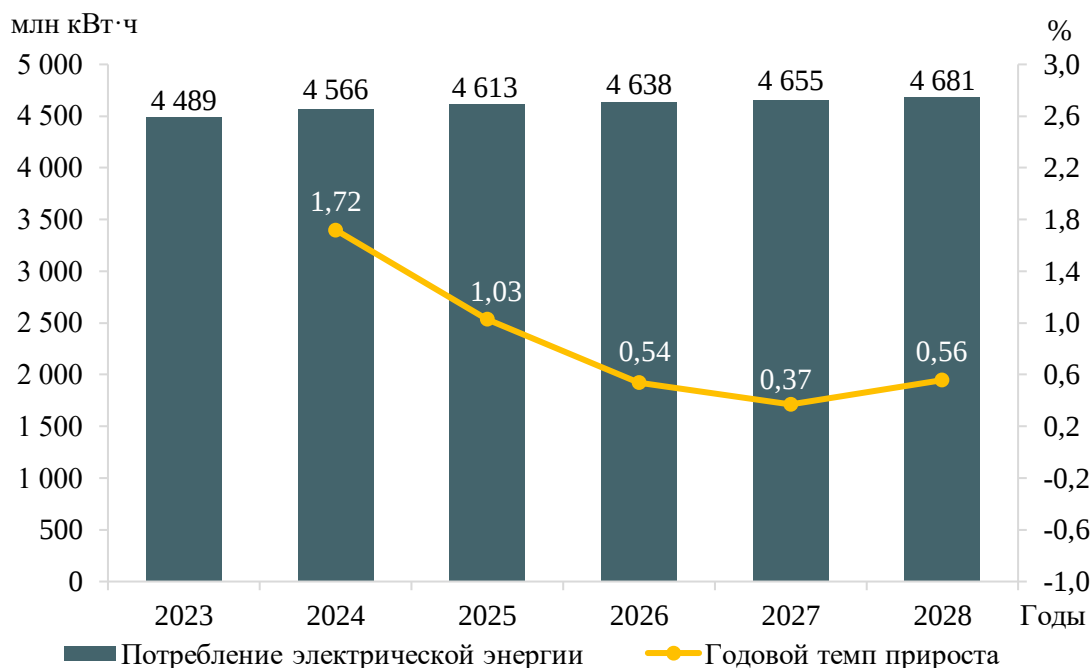


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Курганской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- развитием действующих промышленных предприятий;
- увеличением объемов жилищного строительства и ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Курганской области на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Курганской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	746	749	754	757	759	762
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	3	5	3	2	3
Годовой темп прироста, %	–	0,40	0,67	0,40	0,26	0,40
Число часов использования максимума потребления мощности	6017	6096	6118	6127	6133	6143

Максимум потребления мощности энергосистемы Курганской области к 2028 году прогнозируется на уровне 762 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,40 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 5 МВт или 0,67 %; наименьший – 2 МВт или 0,26 % в 2027 году. В целом в прогнозном периоде не предусматривается ввода новых крупных потребителей.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетный период. Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 6143 час/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Курганской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

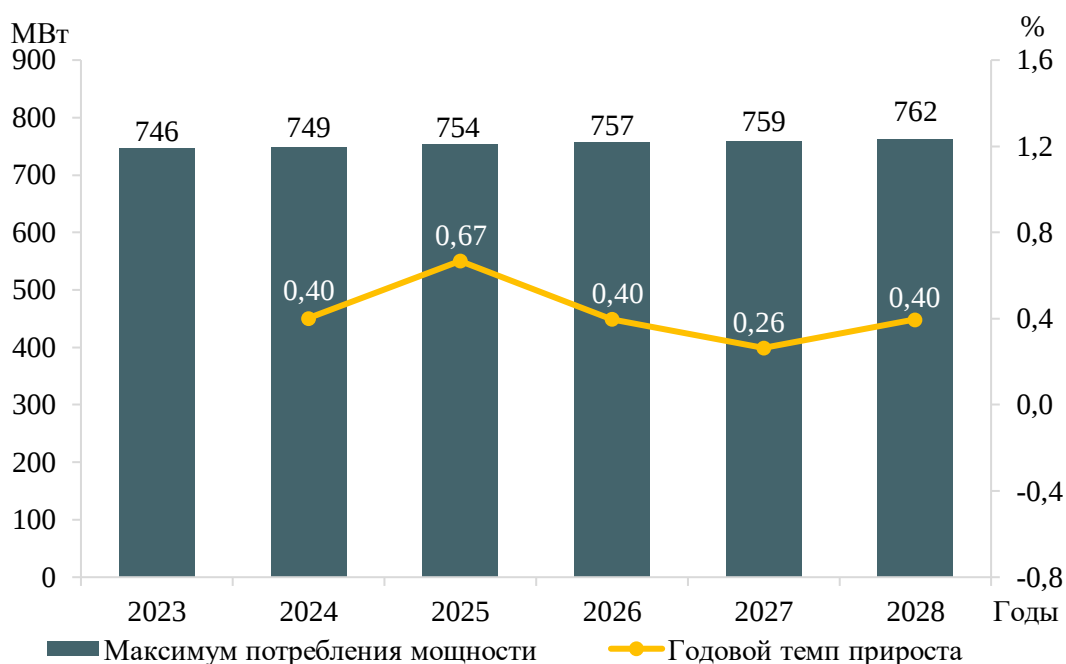


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Курганской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Курганской области в период 2023–2028 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Курганской области к 2028 году сохранится на уровне отчетного 2021 года и составит 706,2 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Курганской области не претерпит существенных изменений

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Курганской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 12. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Курганской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 5.

Таблица 12 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Курганской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Курганской области	706,2	706,2	706,2	706,2	706,2	706,2
ТЭС	706,2	706,2	706,2	706,2	706,2	706,2

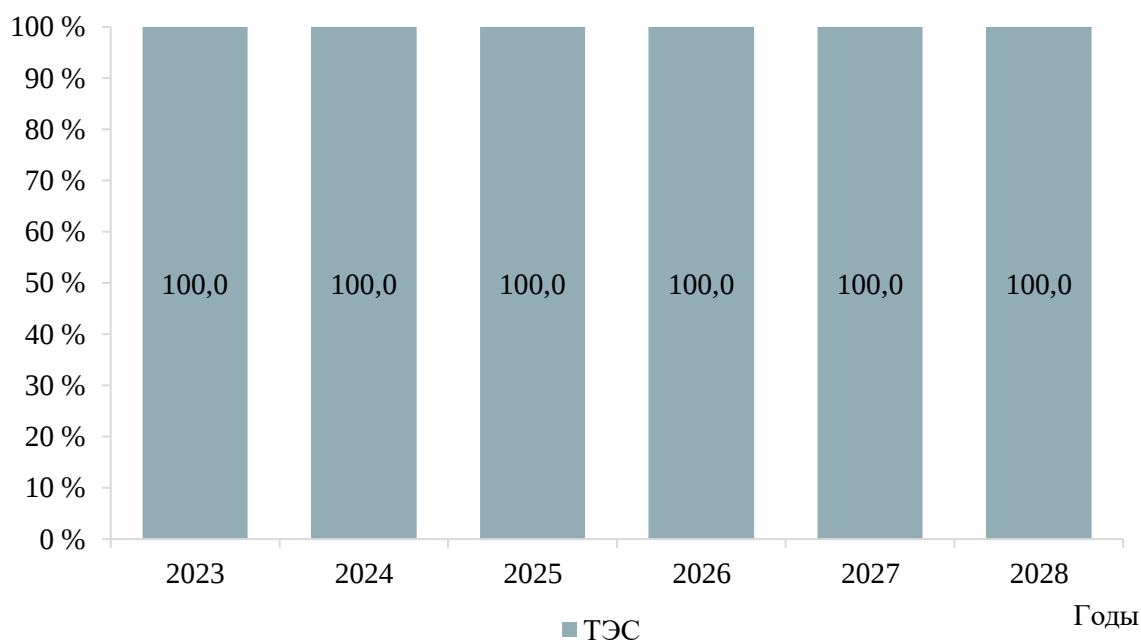


Рисунок 5 – Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Курганской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы

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

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

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

Мероприятия реализуемых и перспективных планов 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 Курганской области 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 13.

Таблица 13 – 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	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая ориентировочной протяженностью 600 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	600	600	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
2	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «СУЭНКО»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

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

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) исходных данных, предоставленных АО «СУЭНКО» письмом № И-С-2022-9617 от 01.07.2022 «О предоставлении сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2023 – 2028 годы»;

2) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [4]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России 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 Курганской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Курганской 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 мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Курганской области оценивается в 2028 году в объеме 4681 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,83 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Курганской области к 2028 году увеличится и составит 762 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,40 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Курганской области в 2023–2028 годах прогнозируется на уровне 6017–6143 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Курганской области в период 2023–2028 годов не предусматриваются.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Курганской области к 2028 году сохранится на уровне отчетного 2021 года и составит 706,2 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Курганской области в рассматриваемый перспективный, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Курганской области.

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 215 км, трансформаторной мощности 40 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 09.01.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

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. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – 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 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Курганской области												
ТЭЦ АО «Шадринский автоагрегатный завод»	АО «Шадринский автоагрегатный завод»			Газ, уголь								
		1	SST-060		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Курганская ТЭЦ	ПАО «Курганская генерирующая компания»			Газ, мазут, уголь челябинский, экибастузский								
		5	ПТ-50-130/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		6	T-100/120-130-3		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		7	T-100/120-130-3		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		8	T-110/120-130-5		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		9	T-100/120-130-3		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
Курганская ТЭЦ-2	ООО «Курганская ТЭЦ»			Газ								
		1	ПГУ		113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	113,1	
		2	ПГУ		112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	112,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	225,2	
Западная ТЭЦ	ПАО «Курганская генерирующая компания»			Газ								
		1	16V34SG		7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	
		2	16V34SG		7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	
		3	16V34SG		7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	7,7	
Установленная мощность, всего		–	–	–	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	23,2	
ГПЭС энергоцентр «Далматовский» (Энергоцентр с ГППИ-4,3 МВт)	ООО «ИнГеКо»			Газ								
		1	MWM TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Курганской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
1	Курганской области (ОЭС Урала), Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (ОЭС Урала), Омской области (ОЭС Сибири)	Курганская область, Тюменская область, Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая ориентировочной протяженностью 600 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	600	600	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	34365,47	34365,47

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
2	Курганской области	Курганская область	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «СУЭНКО»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	77,06	77,06

Примечания

1 ¹⁾Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2 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, 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 либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.