

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Описание энергосистемы	7
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Вологодской 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	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	11
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	13
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	13
2.1.1 Энергорайон № 1 «Октябрьская – Бабаево».....	13
2.1.2 Энергорайон № 2 «Бабаево – Чагодощенский»	15
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	17
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	17
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	17
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	17
2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	17
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	17
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	17
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	18
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	19

3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	19
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	19
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	20
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	22
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	24
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	24
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 Вологодской области	26
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	28
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	28
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	29
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	30
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	31
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	40
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	41
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	42
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления в электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	44

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АТ	–	автотрансформатор
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОН	–	отключение нагрузки
отп.	–	отпайка от линии электропередачи
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПС	–	(электрическая) подстанция
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ -32 °С; Макс зима 0,92	–	режимно-балансовые условия зимнего максимума потребления мощности – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 32 °С

РБУ летнего максимума потребления мощности при ТНВ +17 °С; Макс лето	– режимно-балансовые условия летнего максимума потребления мощности – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 17 °С
РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
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
СРМ	– схемно-режимные мероприятия
Т	– трансформатор
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ШР	– шинный разъединитель

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1 Описание энергосистемы

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

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

– филиал ПАО «Россети» – Вологодское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Владимирской, Вологодской, Ивановской и Костромской областей;

– Вологодский филиал ПАО «Россети Северо-Запад» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Вологодской области.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Вологодской области

Энергосистема Вологодской области связана с энергосистемами:

– Архангельской области и Ненецкого автономного округа (Филиал АО «СО ЕЭС» Архангельское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 5 шт.;

– Республики Карелия (Филиал АО «СО ЕЭС» Карельское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Костромской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– г. Санкт-Петербург и Ленинградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Тверской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тверское РДУ): ВЛ 750 кВ – 1 шт., ВЛ 500 кВ – 1 шт.;

– Ярославской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ярославское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;

– Кировской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Вологодской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ПАО «Северсталь»	998,0
АО «Апатит»	228,0
Более 50 МВт	
–	–
Более 10 МВт	
–	–

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Вологодской области на 01.01.2023 составила 1414,0 МВт, в том числе: ГЭС – 26,3 МВт, ТЭС – 1387,7 МВт.

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

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

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

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	1411,0	3,0	–	–	–	1414,0
ГЭС	26,3	–	–	–	–	26,3
ТЭС	1384,7	3,0	–	–	–	1387,7

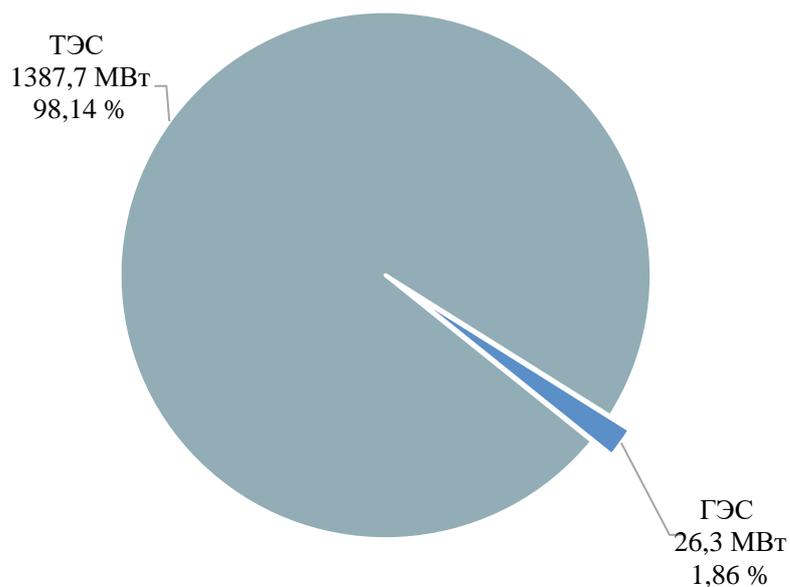


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Вологодской области по состоянию на 01.01.2023

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

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

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

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	14011	13969	13908	14763	14282
Годовой темп прироста, %	2,72	-0,30	-0,44	6,15	-3,26
Максимум потребления мощности, МВт	2031	2014	2028	2166	2083
Годовой темп прироста, %	5,96	-0,84	0,70	6,80	-3,83
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6899	6936	6858	6816	6856
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	18.12 14:00	25.01 11:00	30.12 17:00	09.12 11:00	24.01 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-13,2	-19,5	-6,9	-18,4	-9,8

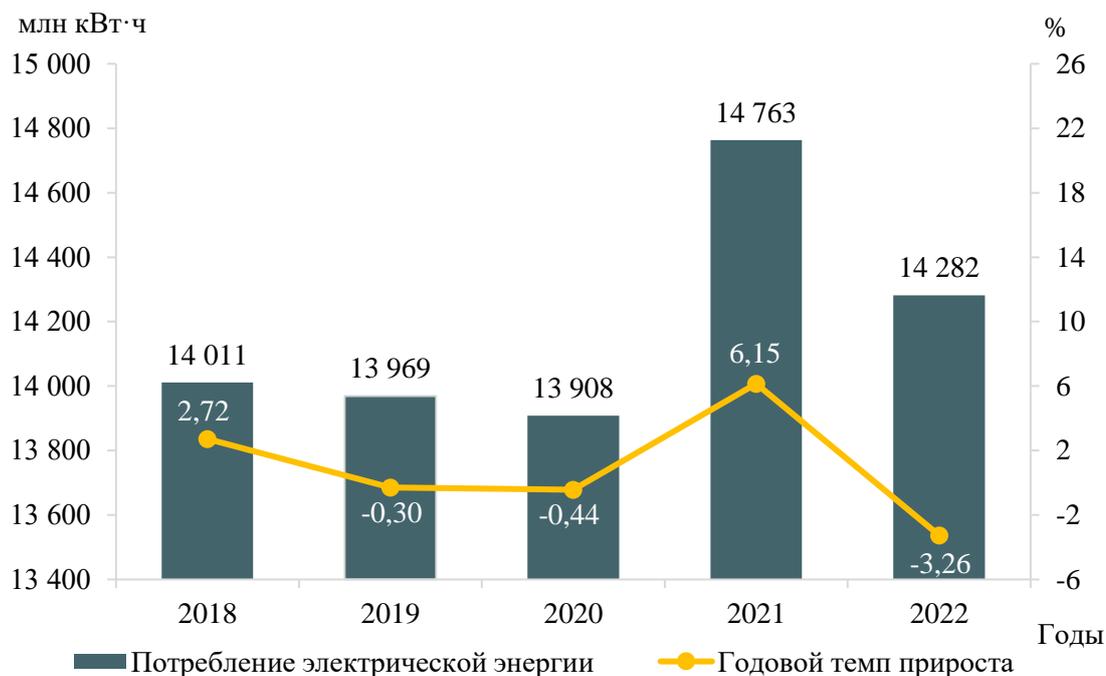


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Вологодской области и годовые темпы прироста

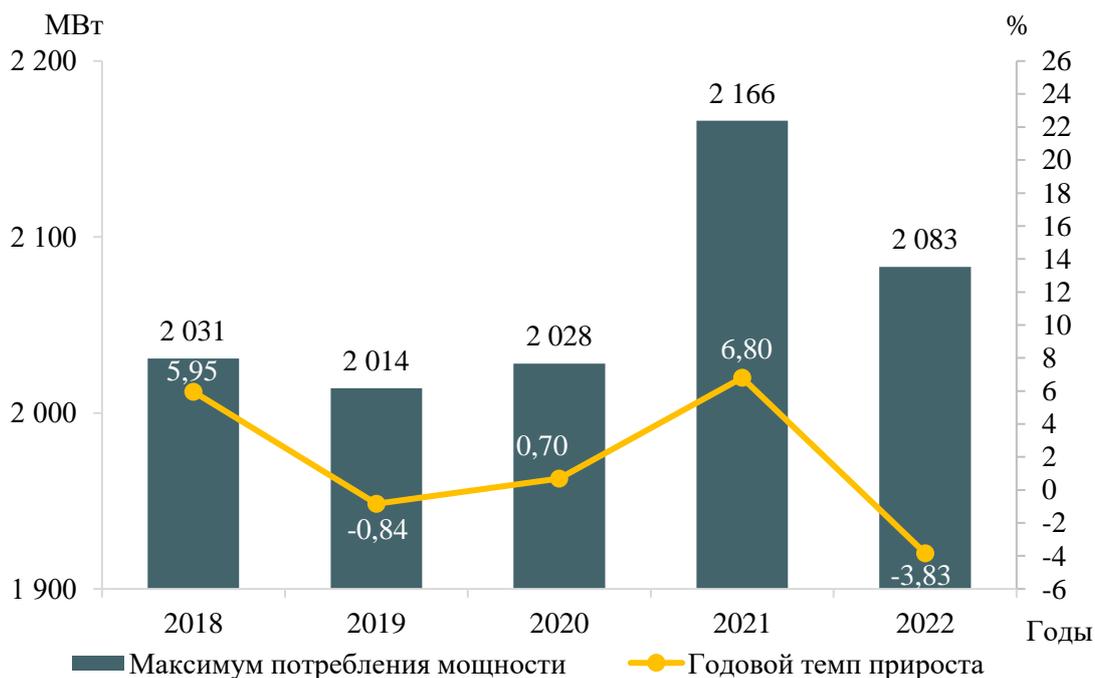


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Вологодской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Вологодской области увеличилось на 642 млн кВт·ч и составило в 2022 году 14282 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,92 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,15 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2022 году и составило 3,26 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Вологодской области вырос на 166 МВт и составил 2083 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,68 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,80 % в 2021 году; наибольшее снижение мощности составило 3,83 % и зафиксировано в 2022 году.

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

- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления АО «Апатит»;
- разнонаправленными тенденциями потребления металлургического предприятия ПАО «Северсталь»;
- снижением потребления потребителями с мелкомоторной нагрузкой в 2022 году.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Вологодской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Вологодской 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	750 кВ	Строительство ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская	ПАО «Россети»	2018	154,02 км
2	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 I цепь	ПАО «Северсталь»	2020	1,904 км
3	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 II цепь	ПАО «Северсталь»	2020	1,904 км
4	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ ТЭЦ-ПВС – ГПП-1 I цепь	ПАО «Северсталь»	2020	1,33 км
5	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ ТЭЦ-ПВС – ГПП-1 II цепь	ПАО «Северсталь»	2020	1,33 км
6	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ РПП-1 – Цветочная	ООО «ЧТК «Новый»	2020	1,16 км
7	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС – ГПП-3 I цепь	ПАО «Северсталь»	2021	2,41 км
8	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ ТЭЦ ПВС – ГПП-3 II цепь	ПАО «Северсталь»	2021	2,41 км
9	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ ТЭЦ-ПВС – ГПП-4 I цепь	ПАО «Северсталь»	2021	0,98 км
10	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ ТЭЦ-ПВС – ГПП-4 II цепь	ПАО «Северсталь»	2021	0,98 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Шайма от КВЛ 110 кВ Дорожная	ПАО «Россети»	2022	6,69 км
12	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Шайма от КВЛ 110 кВ Шексна – Ермаково с отпайкой на ПС Кипелово (Районная)	ПАО «Россети»	2022	9,803 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 Южная	ПАО «Россети»	2018	2×40 МВА
2	750 кВ	Установка ШР 750 кВ Р-1-750 на ПС 750 кВ Белозерская	ПАО «Россети»	2018	330 Мвар
3	220 кВ	Замена автотрансформатора на ПС 220 кВ Ростилово	ПАО «Россети»	2018	125 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на ТЭЦ ПВС ПАО «Северсталь»	ПАО «Северсталь»	2019	100 МВА
5	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ОМЗ	ООО «ВОМЗ»	2019	40 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Дымково	ПАО «Россети»	2019	16 МВА
7	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ ГПП-3 ПАО «Северсталь»	ПАО «Северсталь»	2019	160 МВА
8	220 кВ	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ ГПП-2 ПАО «Северсталь»	ПАО «Северсталь»	2020	2×63 МВА
9	110 кВ	Строительство новой ПС 110 кВ Цветочная	ООО «ЧТК «Новый»	2020	25 МВА
10	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Желябово	ПАО «Россети»	2020	6,3 МВА
11	220 кВ	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ ГПП-6 ПАО «Северсталь»	ПАО «Северсталь»	2021	2×63 МВА
12	110 кВ	Замена трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Вохтога Р.	ПАО «Россети»	2022	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 Вологодской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- энергорайон № 1 «Октябрьская – Бабаево»;
- энергорайон № 2 «Бабаево – Чагодощенский».

2.1.1 Энергорайон № 1 «Октябрьская – Бабаево»

Энергорайон «Октябрьская – Бабаево» включает в себя следующие основные объекты: ПС 220 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Уйта (Т), ПС 110 кВ Бабаево (Т), ПС 110 кВ Бабаево, ПС 110 кВ Заполье.

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 1 «Октябрьская – Бабаево».

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона № 1 «Октябрьская – Бабаево»

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Чудская, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье превышает АДТН на величину до 14,8 %, происходит снижение напряжения на ПС 110 кВ энергосистем Вологодской и Ленинградской областей ниже АДН 84,7 кВ.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 7 МВт (отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево объемом 2 МВт, ПС 110 кВ Бабаево (Т) объемом 2 МВт, ПС 110 кВ Уйта (Т) объемом 3 МВт)</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Октябрьская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево объемом 2 МВт, ПС 110 кВ Бабаево (Т) объемом 2 МВт, ПС 110 кВ Уйта (Т) объемом 3 МВт</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Октябрьская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье (ВЛ 110 кВ Бабаево 1)</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Чудская, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) превышает АДТН на величину до 2,9 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 3 МВт (отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево объемом 1 МВт, ПС 110 кВ Бабаево (Т) объемом 1 МВт, ПС 110 кВ Уйта (Т) объемом 1 МВт)</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Октябрьская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево объемом 1 МВт, ПС 110 кВ Бабаево (Т) объемом 1 МВт, ПС 110 кВ Уйта (Т) объемом 1 МВт</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Октябрьская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Уйта 1)</p>

2.1.2 Энергорайон № 2 «Бабаево – Чагодощенский»

Энергорайон «Бабаево – Чагодощенский» включает в себя следующие основные объекты: ПС 110 кВ Новые Углы, ПС 110 кВ Суда, ПС 110 кВ Коротово, ПС 110 кВ Устюжна, ПС 110 кВ Чагода, ПС 110 кВ Кадуй, ПС 110 кВ Бабаево, ПС 110 кВ Бабаево (Т), ПС 110 кВ Уйта (Т).

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне № 2 «Бабаево – Чагодощенский».

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона № 2 «Бабаево – Чагодощенский»

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Чудская и АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Октябрьская, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда I (II) цепь с отпайками токовая нагрузка ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда II (I) цепь с отпайками (уч. от отп. на ПС 110 кВ ИП Череповец до отп. на ПС 110 кВ Н. Углы) превышает АДТН на величину до 10,4 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 8,5 МВт (отключение нагрузки на ПС 110 кВ Новые Углы объемом 5 МВт, ПС 110 кВ Суда объемом 3,5 МВт)</p>	<p>Реализация управляющих воздействий от существующей АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда I (II) цепь с отпайками с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Новые Углы объемом 5 МВт, ПС 110 кВ Суда объемом 3,5 МВт</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реализация управляющих воздействий от существующей АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда I (II) цепь с отпайками</p>

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

Предложения сетевых организаций по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ на территории Вологодской области, отсутствуют.

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

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

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

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

2.2.4 Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 8 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 8 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 8 – Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	МУП г. Череповца «ЭЛЕКТРОСЕТЬ»	Строительство новой ПС 110/10 кВ Ирдоматка, включение ее в рассечку ВЛ 110 кВ Шекснинская-2 и перевод на вновь построенную ПС нагрузок существующей ПС 35/10 кВ Ирдоматка
2	МУП г. Череповца «ЭЛЕКТРОСЕТЬ»	Строительство ВЛ 110 кВ от ПС 110/10 кВ Ирдоматка, используя существующий переход через р. Шексна и от ПС 110/35/10 кВ Южная по новому коридору

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

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

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В энергосистеме Вологодской области до 2029 года не планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей.

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Вологодской области за период 2024–2029 годов представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Вологодской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	14394	14308	14552	14673	14683	14783	14879
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	-86	244	121	10	100	96
Годовой темп прироста, %	–	-0,60	1,71	0,83	0,07	0,68	0,65

Потребление электрической энергии по энергосистеме Вологодской области прогнозируется на уровне 14879 млн кВт ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,59 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2025 году и составит 244 млн кВт ч или 1,71 %. Снижение потребления электрической энергии ожидается в 2024 году и составит 86 млн кВт·ч или 0,60 %.

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



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

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

- ростом потребления действующего потребителя металлургического комплекса ПАО «Северсталь»;
- снижением объёмов перекачки нефти и транспортировки газа по трубопроводам АО «Транснефть-Север» и ООО «Газпром трансгаз Ухта»;
- увеличением потребления населения и приравненных к нему потребителей, связанное с ростом объёмов жилищного строительства и строительством объектов социально-бытового назначения;
- вводом новых потребителей в прогнозном периоде.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Вологодской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Вологодской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	2099	2092	2088	2113	2124	2133	2153
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	-11	25	10	1	9	20
Годовой темп прироста, %	–	-0,52	1,20	0,47	0,05	0,42	0,94
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6858	6852	6887	6911	6913	6931	6911

Максимум потребления мощности энергосистемы Вологодской области к 2029 году прогнозируется на уровне 2153 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,47 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 25 МВт или 1,20 %; снижение мощности ожидается в 2024 году и составит 11 МВт или 0,52 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. На перспективу ожидается уплотнение годового режима. Число часов использования максимума потребления мощности к 2029 году прогнозируется на уровне 6911 ч/год.

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

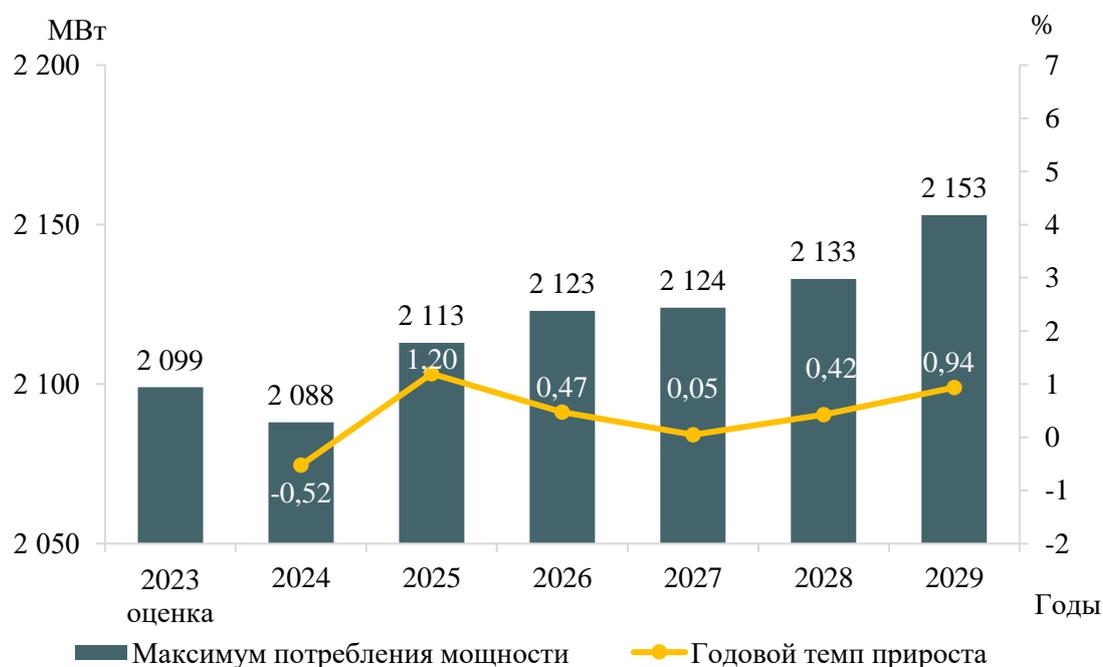


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Вологодской области и годовые темпы прироста

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 Вологодской области в период 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Вологодской области в 2029 году сохранится на уровне отчетного года и составит 1414 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Вологодской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Вологодской области представлена в таблице 11. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Вологодской области представлена на рисунке 6.

Таблица 11 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Вологодской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Вологодской области	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0
ГЭС	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
ТЭС	1387,7	1387,7	1387,7	1387,7	1387,7	1387,7	1387,7

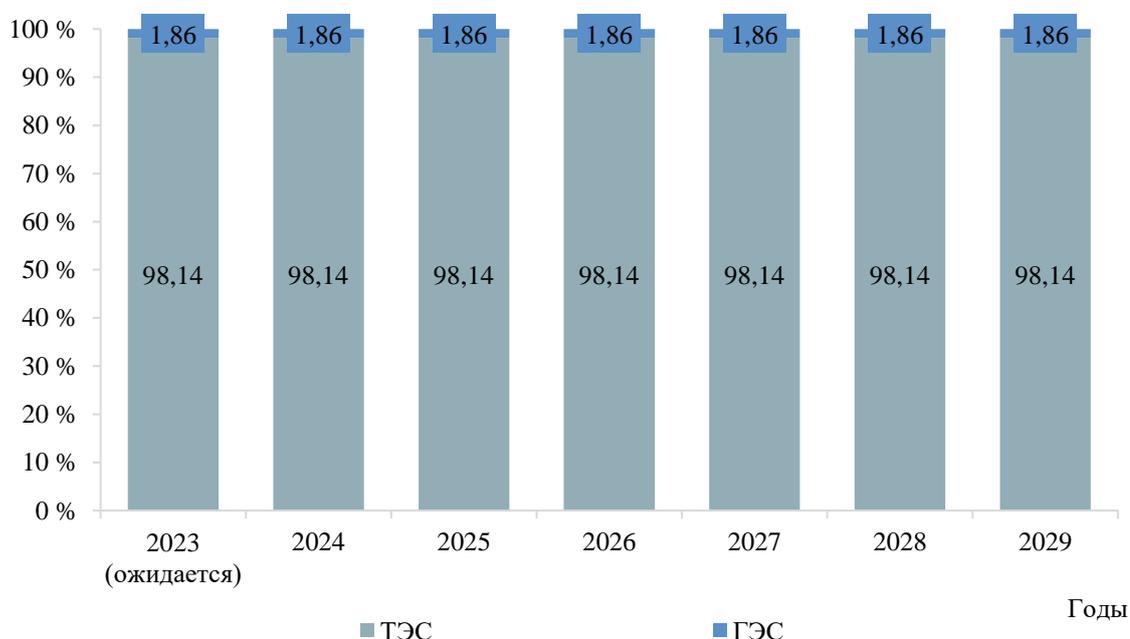


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Вологодской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Вологодской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности,

выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Создание на ПС 220 кВ Октябрьская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье (ВЛ 110 кВ Бабаево 1); – АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Уйта 1)	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Модернизация устройства АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда I (II) цепь с отпайками	МУП «Электросеть» г. Череповца	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 Вологодской области

В таблице 13 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Вологодской области.

Таблица 13 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Вологодской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ ГПП Минобороны с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	Министерство обороны РФ	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей Минобороны РФ	Министерство обороны РФ	–	10,561

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

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

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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, на территории Вологодской области отсутствуют.

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

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

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Вологодской 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 УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [1]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации 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 %).

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [2];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [3].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Вологодской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территории Вологодской области осуществляют свою деятельность 12 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Северо-Запад» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 69 % в суммарной НВВ сетевых организаций Вологодской области) и АО «Вологодская областная энергетическая компания» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 18 % в суммарной НВВ сетевых организаций Вологодской области).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Вологодской области на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России,

рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [3];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [3], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

– затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

– НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

– информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

– информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

– утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и

¹ Приказ Департамента топливно-энергетического комплекса и тарифного регулирования Вологодской области от 30.11.2022 № 690-р и от 24.12.2019 № 851-р.

капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год приказом Департамента топливно-энергетического комплекса и тарифного регулирования Вологодской области от 30.11.2022 № 692-р (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Вологодской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [3], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [3] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Вологодской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Вологодской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Вологодской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии Вологодской области по тарифному решению	2 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	-0,4 %	1,8 %	0,9 %	0,2 %	0,8 %	0,0 %

7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные

программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа, учтены планы основной ТСО в соответствии с актуальным проектом корректировки инвестиционной программы. На период за горизонтом периода актуального проекта корректировки инвестиционной программы принято, что объемы капитальных вложений инвестиционной программы сохраняются в размере последнего года актуального проекта инвестиционной программы.

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Вологодской области представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Вологодской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1044	971	1005	1052	1271	1271
1. дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	10	–	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1385	1184	1248	1423	1399	1399

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Вологодской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 17 и на рисунке 7.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 17 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Вологодской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	11,3	11,8	12,3	12,8	13,3	13,8
НВВ	млрд руб.	11,6	11,9	12,1	12,5	13,2	13,7
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,4	0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,03
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	2,9
Среднегодовой темп роста	%	–	103	103	104	103	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,6	2,6	2,6	2,7	2,8	2,9
Среднегодовой темп роста	%	–	100	101	103	105	104
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,08	0,01	-0,04	-0,08	-0,01	-0,01

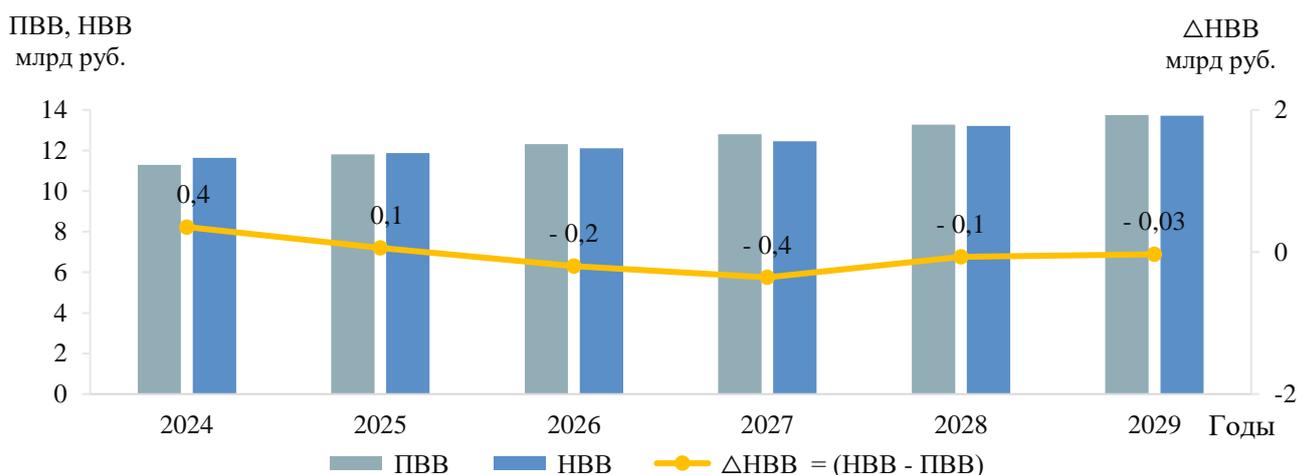


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Вологодской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 17, в прогнозируемом периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Вологодской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Вологодской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

– сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за 2024–2029 годы составляет 0,6 и 1,0 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

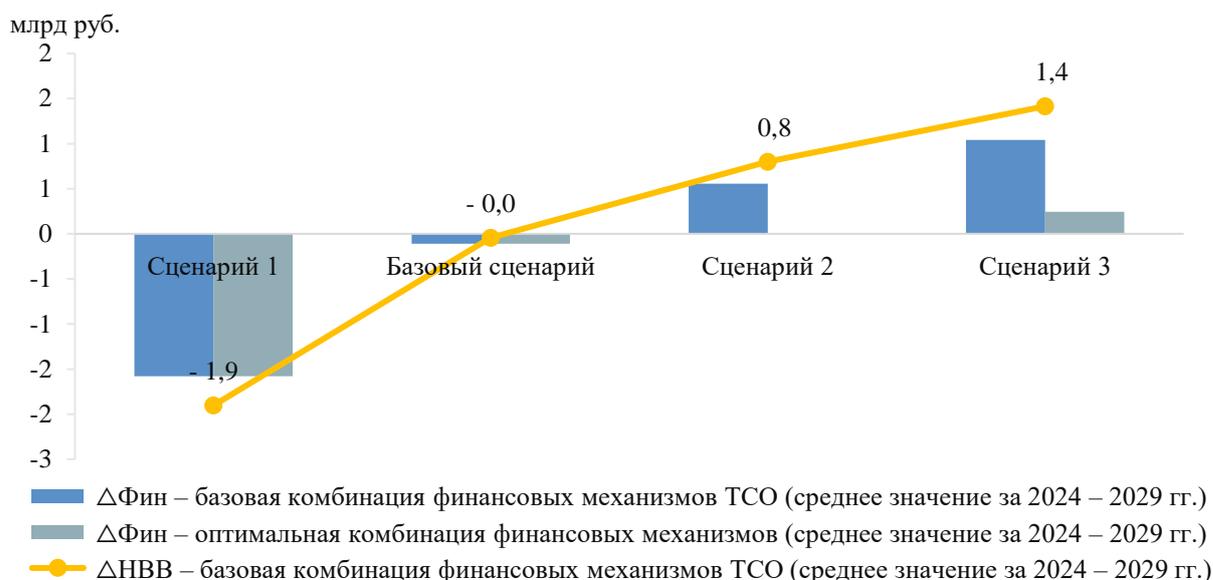


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Вологодской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	4 %	5 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	52 %	79 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 5). В наиболее пессимистичном сценарии (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определена возможность снижения дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Вологодской области оценивается в 2029 году в объеме 14879 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,59 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Вологодской области к 2029 году прогнозируется на уровне 2153 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,47 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума потребления мощности в 2024-2029 годах прогнозируется в диапазоне 6852–6930 ч/год.

Изменений установленной мощности за счет ввода новых генерирующих мощностей, вывода из эксплуатации и проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования на электростанциях энергосистемы Вологодской области в период 2024–2029 годов не планируется.

Установленная мощность электростанций энергосистемы Вологодской области в 2029 году сохранится на уровне отчетного года и составит 1414 МВт.

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

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу трансформаторной мощности 20 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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: 24.08.2023).

2. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 24.08.2023).

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

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 перемаркировки), вводом в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Вологодской области													
Шекснинская ГЭС	ФБУ «Администрация «Волго-Балт»			-									
		1	ПЛ120/548-ГК-550		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ПЛ120/548-ГК-550		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПЛ 548-ГК-550		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ПЛ 548-ГК-550		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		-	-	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Череповецкая ГРЭС	ПАО«ОГК-2»			Газ									
		4	ПГУ-450		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0
Установленная мощность, всего		-	-	-	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
Вологодская ТЭЦ	ПАО «ТГК-2»			Газ, мазут									
		1	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
		2	ПТ-12-3,4/1,0		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
		3	Р-6-3,4/0,5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
		4, 5	ПГУ		102,1	102,1	102,1	102,1	102,1	102,1	102,1	102,1	102,1
Установленная мощность, всего		-	-	-	132,1	132,1	132,1	132,1	132,1	132,1	132,1	132,1	
ТЭЦ ПВС Северсталь	ПАО «Северсталь»			Доменный газ, коксовый газ, природный газ									
		1	Р-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
		2	ВПТ-25-3		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
		3	ПТ-30-90-10		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
		4	С10-Р12-Е		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
		5	ПТ-75/80-8,8/1,28-М		74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8
		6	ВТ-50-1		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Установленная мощность, всего		-	-	-	345,8	345,8	345,8	345,8	345,8	345,8	345,8	345,8	
ТЭЦ ФосАгро-Череповец	АО «Апатит»			Газ, жидкая сера									
		1	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
		2	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
		3	Р-12-35/5М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
		4	Р-12-35/5М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
		5	ПТ-12/13-3,4/1,0		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
		6	ПТ-30/35-3,4/1,0		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Установленная мощность, всего		-	-	-	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	102,0	
ТЭЦ ГУБТ-12 Северсталь	ПАО «Северсталь»			Доменный газ									
		2	ГУБТ-12		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Установленная мощность, всего		-	-	-	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭЦ ГУБТ-25 Северсталь	ПАО «Северсталь»			Доменный газ									
		3	ГУБТ-25		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
Установленная мощность, всего		-	-	-	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
ТЭЦ ЭВС-2 Северсталь	ПАО «Северсталь»			Доменный, коксовый газ, природный газ									
		1	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
		2	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
Установленная мощность, всего		-	-	-	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	
Вытегорская ГЭС-31	ФБУ «Администрация «Волго-Балт»												

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
		1	ПР-510-ВБ120		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
		2	ПР-510-ВБ120		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
Установленная мощность, всего		-	-		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Вытегорская ГЭС-32 (Водосброс ГЭС №32)	ФБУ «Администрация «Волго-Балт»			-									
		1	ПР-510-ВБ120		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
Установленная мощность, всего		-	-		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
МТЭЦ Белый Ручей	ПАО «ТГК-2»			Отходы деревообработки (дрова)									
		-	П-6-3,4/0,5-1		6,0	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	6,0	
Красавинская ГТ-ТЭЦ	ГЭП «Вологдаоблкоммун-энерго»			Газ, дизтопливо									
		1-4	ПГУ		63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	
Установленная мощность, всего		-	-		63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	
ГТЭС ФосАгро-Череповец	АО «Апатит»			Газ									
		1	LM 2500+G4		32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	
		2	C9-R9-RL		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		-	-		57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	
ЭСН КС-15 Нюксенского ЛПУ МГ	ООО «Газпром трансгаз Ухта»			Газ									
		1	ГТЭС-2,5-Т10,5-1		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2	ГТЭС-2,5-Т10,5-1		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	ГТЭС-2,5-Т10,5-1		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		-	-		7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
УЭС ТЭС Северсталь	ПАО «Северсталь»			Газ									
		1	Р-4-35/15М		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	ПТ-12-35/10/4		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		-	-		16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
ЭСН КС-16 Юбилейного ЛПУ МГ Газпром	ООО «Газпром трансгаз Ухта»			Газ									
		1	ГТЭС-2,5-Т10,5-1		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		2	ГТЭС-2,5-Т10,5-1		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		3	ГТЭС-2,5-Т10,5-1		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		-	-		7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
ТЭС ФК «Новатор»	НАО «СВЕЗА Новатор»			Древесные отходы									
		1	П 1,5/10,5- 1,4/0,7		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	П 1,5/10,5- 1,4/0,7		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		-	-		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	

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 Вологодской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029					2023–2029
1	Вологодской области	Вологодская область	Создание на ПС 220 кВ Октябрьская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье (ВЛ 110 кВ Бабаево 1); – АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Уйта 1)	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6,39	6,39
2	Вологодской области	Вологодская область	Модернизация устройства АОПО ВЛ 110 кВ РПП-1 – Суда I (II) цепь с отпайками	МУП «Электросеть» г. Череповца	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	12,37	12,37

Примечания

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

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