



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРОЕКТБАЛТЭНЕРГО»

Юридический адрес: 127490, г. Москва, ул. Мусоргского, д. 3, офис 325
Почтовый адрес: 127273, г. Москва, Берёзвая аллея, д. 5А, стр. 1-3
Тел.: (499) 506-77-80, e-mail: info@pbenergo.ru, http://pbenergo.ru
ОГРН 1057810457726 ИНН 7839315822 КПП 771501001

**«Схема и программа перспективного развития
электроэнергетики Чувашской Республики
на 2023 – 2027 годы»**

Расчетно-пояснительная записка

№ 396/2021

**Москва
2022**



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРОЕКТБАЛТЭНЕРГО»

Юридический адрес: 127490, г. Москва, ул. Мусоргского, д. 3, офис 325
Почтовый адрес: 127273, г. Москва, Берёзовая аллея, д. 5А, стр. 1-3
Тел.: (499) 506-77-80, e-mail: info@pbenergo.ru, http://pbenergo.ru
ОГРН 1057810457726 ИНН 7839315822 КПП 771501001

**«Схема и программа перспективного развития
электроэнергетики Чувашской Республики
на 2023 – 2027 годы»**

Расчетно-пояснительная записка

№ 396/2021

Генеральный директор

В.А. Глаголев

**Москва
2022**

Оглавление

Список сокращений	4
Введение	5
Глава 1. Анализ существующего состояния энергетики Чувашской Республики за прошедший пятилетний период	6
1.1 Краткая характеристика Чувашской Республики	6
1.2 Характеристика энергосистемы Чувашской Республики	7
1.3 Отчетная динамика потребления электроэнергии в Чувашской Республике и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет	7
1.4 Динамика изменения максимума электрической мощности в энергосистеме Чувашской Республики за последние 5 лет	10
1.5 Структура установленной электрической мощности на территории Чувашской Республики	11
1.6 Состав существующих электростанций.....	11
1.7 Структура выработки электроэнергии в Чувашской Республике по типам электростанций и видам собственности.....	13
1.8 Характеристика балансов электрической энергии и мощности в Чувашской Республике за последние 5 лет	15
1.9 Основные характеристики электросетевого хозяйства Чувашской Республики напряжением 110 кВ и выше	16
1.10 Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности на территории Чувашской Республики с указанием потребления за последние 5 лет	42
Глава 2. Характеристика функционирования энергосистемы Чувашской Республики и анализ режимов работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше за отчетный пятилетний период	48
2.1 Анализ режима работы энергосистемы Чувашской Республики по отчетным данным по состоянию на 2021 год.....	48
2.2 Анализ загрузки центров питания напряжением 110 кВ и выше за 2019 – 2021 годы	58
Глава 3. Перспективное развитие энергосистемы Чувашской Республики	61
3.1 Прогноз потребления электрической мощности и электроэнергии в энергосистеме Чувашской Республики.	61
3.2 Прогноз потребления крупных существующих и перспективных потребителей на период 2022 – 2027 годов.....	62
3.3 Развитие электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на территории Чувашской Республики.	69
3.4 Развитие генерирующих объектов напряжением 110 кВ и выше на территории Чувашской Республики.	71

3.5 Анализ загрузки центров питания напряжением 110 кВ на период 2022 – 2027 годов.	71
3.6 Баланс реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше в энергосистеме Чувашской Республики.	75
Глава 4. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Чувашской Республики	78
4.1 Результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов работы сетей 110 кВ и выше Чувашской Республики на этап 2023 г.	80
4.2 Результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов работы сетей 110 кВ и выше Чувашской Республики на этап 2027 г.	83
4.3 Выводы по результатам расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше Чувашской Республики на 2023-2027 гг.	87
Глава 5. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Чувашской Республики – Чувашии, предусмотренного программой развития электроэнергетики Чувашской Республики – Чувашии, а также для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории Чувашской Республики – Чувашии, которые соответствуют требованиям на 2022-2027 годы.	87
ПРИЛОЖЕНИЕ № 1 к схеме и программе развития электроэнергетики Чувашской Республики на 2023 – 2027 годы. Карта-схема электростанций и электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на период 2023 – 2027 годов.	89
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Техническое задание	
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Результаты расчетов электроэнергетических режимов в табличной форме	
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Результаты расчетов электроэнергетических режимов в графической форме	
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Обосновывающие материалы	

Список сокращений

АО – акционерное общество;
АО «СО ЕЭС» – акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»;
АС – неизолированный сталеалюминиевый провод;
АСО – неизолированный сталеалюминиевый провод с облегченным стальным сердечником;
БСК – батарея статических конденсаторов;
ВЛ – воздушная линия электропередачи;
ГЭС – гидроэлектростанция;
ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка;
ЕЭС – единая энергетическая система;
ИП – индивидуальный предприниматель;
КЛ – кабельная линия электропередачи;
ЛЭП – линия электропередачи;
МВА – мегавольтампер;
МУП – муниципальное унитарное предприятие;
ОАО – открытое акционерное общество;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
ПАО – публичное акционерное общество;
ПС – электрическая подстанция напряжением 110 кВ и выше;
СиПР – Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Чувашской Республики – Чувашии на 2023 – 2027 годы
СиПР ЕЭС 2022-2028 – проект Схемы и программы развития единой энергетической системы России на 2021 – 2028 годы
Т – трансформатор;
ТЭС – теплоэлектростанция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
ЦП – центр питания.

Введение

Настоящие СиПР разработаны в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», ПУЭ, 7-е издание, утвержденными приказом Минэнерго России от 08 июля 2002 года № 204 «Об утверждении глав Правил устройства электроустановок», Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 года № 281, Методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 03 августа 2018 года № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», ГОСТ Р 58670-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования (далее – ГОСТ Р 58670-2019), «Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию», утвержденными приказом Минэнерго России от 08 февраля 2019 года № 81, Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937.

Основными целями разработки СиПР являются разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Задачами формирования СиПР являются:

- 1) разработка предложений по скоординированному развитию объектов генерации (с учетом демонтажей) и электросетевых объектов номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по энергосистеме Чувашской Республики на пятилетний период по годам;
- 2) разработка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по энергосистеме Чувашской Республики на пятилетний период для обеспечения надежного функционирования в долгосрочной перспективе;
- 3) обеспечение скоординированного ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- 4) информационное обеспечение деятельности органов государственной власти Чувашской Республики при формировании политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии;
- 5) обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, в том числе с учетом размещения объектов генерации, использующих возобновляемые источники энергии.

Глава 1. Анализ существующего состояния энергетики Чувашской Республики за прошедший пятилетний период

1.1 Краткая характеристика Чувашской Республики

Чувашская Республика – субъект Российской Федерации, республика в её составе. Столица – город Чебоксары. Граничит с Нижегородской областью на западе, с Республикой Марий Эл – на севере, с Республикой Татарстан – на востоке и с Республикой Мордовия и Ульяновской областью – на юге.

В Чувашской Республике насчитывается 21 административный район, 9 городов (в том числе 5 городов республиканского значения и 4 города районного значения), 5 поселков городского типа, около 1700 сельских населенных пунктов.

Чувашская Республика расположена на востоке Восточно-Европейской равнины, преимущественно на правом берегу Волги, между её притоками Сурой и Свиягой. Территория — 18,3 тыс. км², на которой проживает 1,208 млн. человек. С севера на юг регион протянулся на 200 км, а с востока на запад — на 125 км. Самая высокая точка над уровнем моря — 286,6 метра.

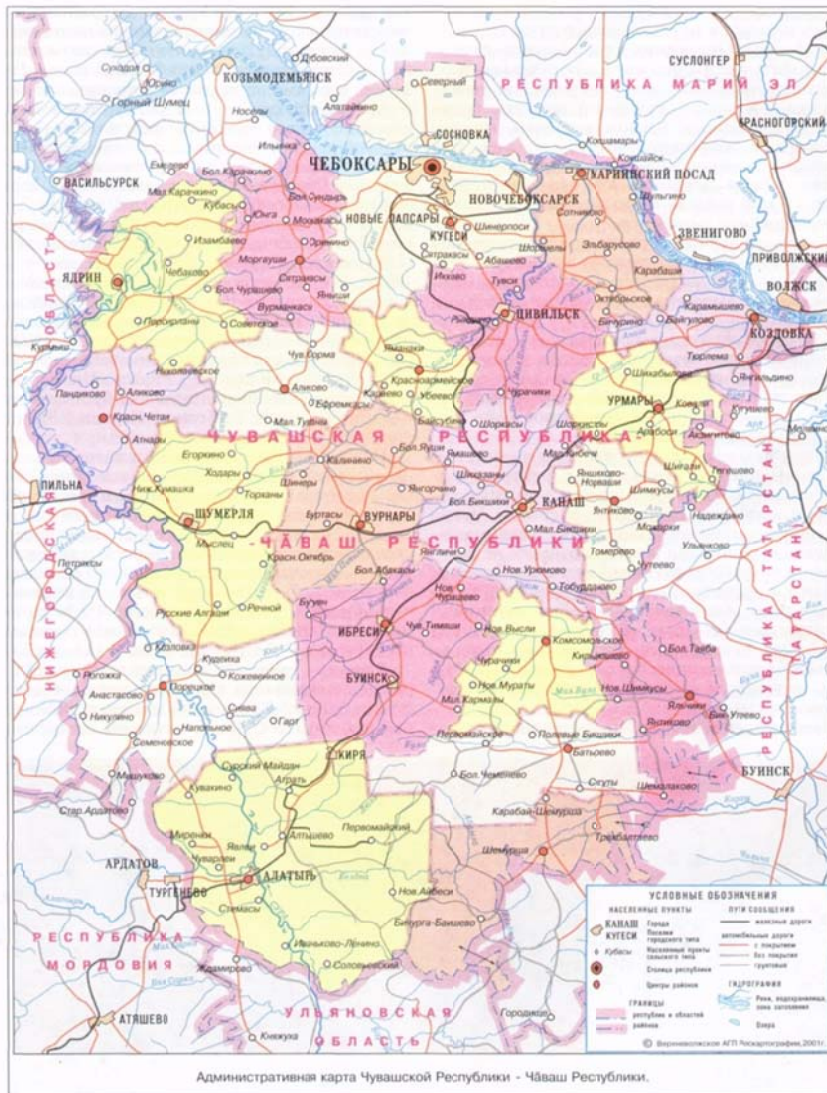


Рисунок 1.1. Карта Чувашской Республики

1.2 Характеристика энергосистемы Чувашской Республики

Энергосистема Чувашской Республики входит в состав объединенной энергетической системы Средней Волги, расположена на территории Чувашской Республики. Диспетчерское управление функционированием энергосистемы Чувашской Республики осуществляется диспетчерскими центром – Филиалом АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Нижегородской области, Республики Марий Эл и Чувашской Республики – Чувашии» (Нижегородское РДУ).

В настоящее время на территории Чувашской Республики находится в эксплуатации около трех тысяч километров воздушных линий напряжением 110-220-500 кВ, а также 104 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций класса напряжения 110 кВ и выше. Основными электросетевыми компаниями на территории Чувашской Республики являются Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Средне-Волжское предприятие магистральных электрических сетей» (Средне-Волжское ПМЭС) и Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго».

Производство электроэнергии на территории Чувашской Республики осуществляется на электростанциях ПАО «РусГидро», а также Филиалом Марий Эл и Чувашии ПАО «Т Плюс». Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы Чувашской Республики по состоянию на 31 декабря 2021 года составляет 2181 МВт.

Основной энергосбытовой компанией на территории Чувашской Республики является АО «Чувашская энергосбытовая компания».

Максимум потребления мощности энергосистемы Чувашской Республики в 2021 году составил 899,33 МВт. Исторический максимум потребления электрической мощности зафиксирован в 1990 году и составил 1299 МВт.

1.3 Отчетная динамика потребления электроэнергии в Чувашской Республике и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет

За 2017 – 2021 годы потребление электроэнергии в Чувашской Республике увеличилось на 3,9 % – с 5087 млн кВт·ч до 5287 млн кВт·ч. Среднегодовые темпы прироста составили 1,1 %, наибольший прирост потребления электроэнергии наблюдался в 2021 году – на 9,1%. При этом в 2020 году наблюдалось снижение потребления электроэнергии на 5,2 %, что объясняется, в первую очередь, ограничительными мерами в связи с распространением коронавирусной инфекции, и, как следствие, снижением объемов производства в некоторых отраслях экономики.

Динамика потребления электроэнергии в Чувашской Республике в 2017 – 2021 годах представлена в таблице 1.3.1 и на рисунке 1.3.1.

Таблица 1.3.1. Динамика потребления электроэнергии в Чувашской Республике в 2017 – 2021 годах

№ п/п	Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	Электропотребление, млн кВт·ч	5087	5098	5108	4844	5287
2	Темп роста, % (к предыдущему году)	1,2	0,2	0,2	-5,2	9,1

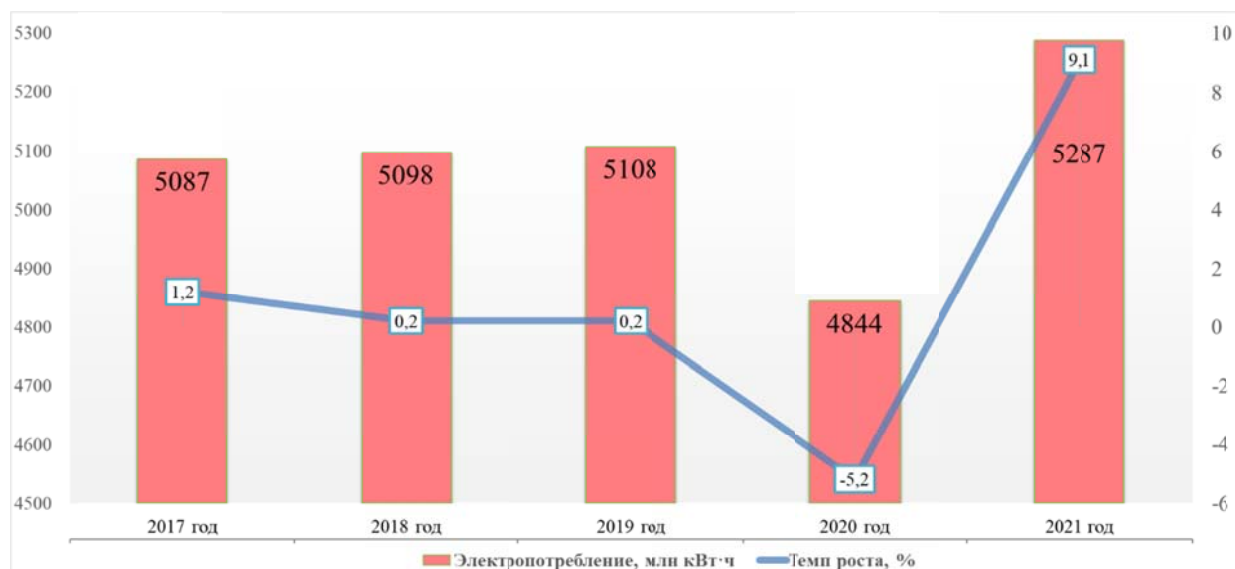


Рисунок 1.3.1. Динамика потребления электроэнергии Чувашской Республики в 2017 – 2021 годах

Сопоставление структуры потребления электроэнергии и основных макроэкономических показателей свидетельствует об относительно высокой степени корреляции динамики спроса на электроэнергию в Чувашской Республике с динамикой индексов производства по основным видам экономической деятельности.

Динамика структуры потребления электроэнергии по видам экономической деятельности на территории Чувашской Республики за 2017-2021 годы представлена в таблицах 1.3.2, 1.3.3 и на рисунке 1.3.2.

Таблица 1.3.2. Динамика структуры потребления электроэнергии по видам экономической деятельности на территории Чувашской Республики за 2017-2021 годы, млн кВт·ч

№ п/п	Основные виды экономической деятельности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	94,1	90	91,7	95,9	105,8
2	Добыча полезных ископаемых	6,1	5,6	4,5	4,3	4,5
3	Обрабатывающие производства	1233,5	1283,9	1332,2	1255,9	1319,5
4	Обеспечение электрической энергией, газом и паром, кондиционирование воздуха. Водоснабжение, водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	600,9	591,1	557,3	556,4	611,6
5	Строительство	76,3	77,5	74,7	71,5	69,1
6	Транспортировка и хранение. Деятельность в области информации и связи	937,7	864,3	899,1	726,6	886,7
7	Торговля оптовая и розничная, ремонт автотранспортных средств и мотоциклов. Прочие виды экономической деятельности	738,8	759,2	740,7	685,4	766,8
8	Население и приравненные к нему группы потребителей	991,2	993,8	988,9	1041,4	1095,3
9	Потребление электроэнергии энергосистемы	5086,6	5098	5107,7	4843,8	5286,5

Таблица 1.3.3. Динамика структуры потребления электроэнергии по видам экономической деятельности на территории Чувашской Республики за 2017-2021 годы, %

№ п/п	Основные виды экономической деятельности	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	Сельское хозяйство, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	1,8	1,8	1,8	2	2
2	Добыча полезных ископаемых	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
3	Обрабатывающие производства	24,2	25,2	26,1	25,9	25
4	Обеспечение электрической энергией, газом и паром, кондиционирование воздуха. Водоснабжение, водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	11,8	11,6	10,9	11,5	11,6
5	Строительство	1,5	1,5	1,5	1,5	1,3
6	Транспортировка и хранение. Деятельность в области информации и связи	18,4	17	17,6	15	16,8
7	Торговля оптовая и розничная, ремонт автотранспортных средств и мотоциклов. Прочие виды экономической деятельности	14,5	14,9	14,5	14,2	14,5
8	Население и приравненные к нему группы потребителей	19,5	19,5	19,4	21,5	20,7
9	Потребление электроэнергии энергосистемы	100	100	100	100	100

В структуре спроса на электроэнергию по основным видам экономической деятельности за отчетный период наблюдается увеличение доли сельского хозяйства, снижения доли транспортировки и хранения и деятельности в области информации и связи.

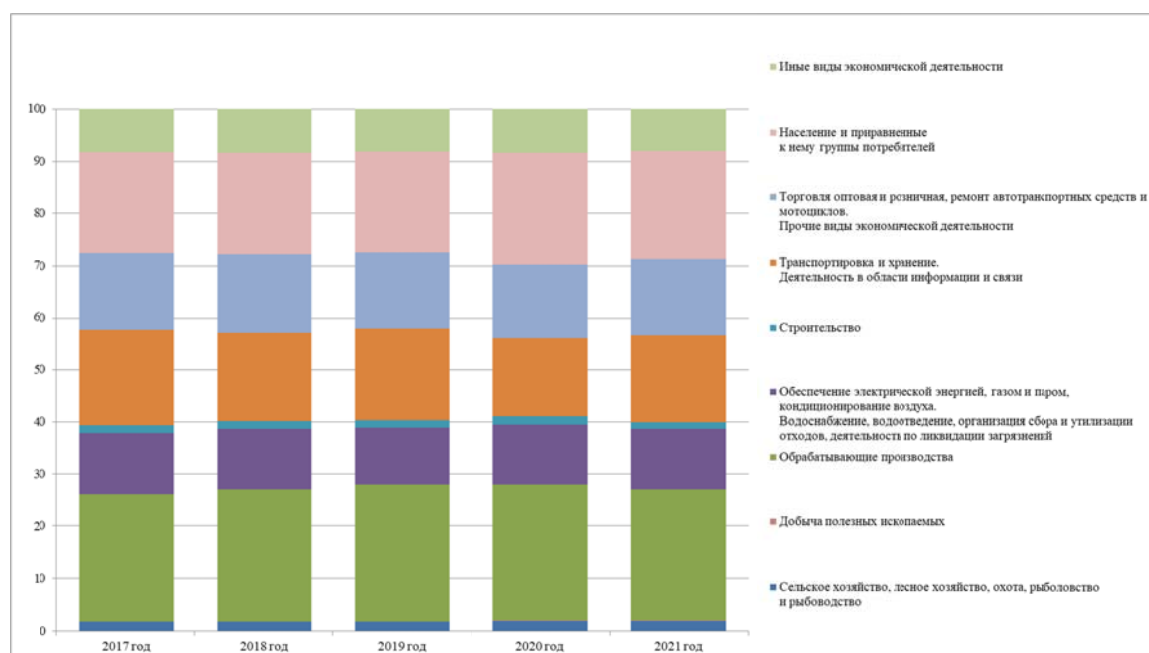


Рисунок 1.3.2. Динамика структуры потребления электроэнергии по видам экономической деятельности на территории Чувашской Республики за 2017-2021 годы

1.4 Динамика изменения максимума электрической мощности в энергосистеме Чувашской Республики за последние 5 лет

Собственный максимум потребления мощности в энергосистеме Чувашской Республики в 2021 году составил 899,33 МВт, что на 48,55 МВт (5,7 %) больше, чем в 2020 году. В 2017, 2018, 2020 годах наблюдалось снижение собственного максимума потребления мощности по сравнению с предыдущим годом на 10,72 МВт (-1,2%), 11,0 МВт (-1,3 %) и 0,27 МВт (-0,03 %) соответственно. В 2019 году наблюдалось увеличение собственного максимума потребления мощности по сравнению с предыдущим годом на 10,55 МВт (1,3 %).

Динамика изменения собственного максимума потребления мощности Чувашской Республики за период 2017 – 2021 годов представлена в таблице 1.4 и на рисунке 1.4.

Таблица 1.4. Динамика изменения собственного максимума потребления мощности Чувашской Республики за 2017-2021 годы

№ п/п	Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	Собственный максимум потребления мощности, МВт	851,5	840,5	851,05	850,78	899,33
2	Прирост собственного максимума к предыдущему году, МВт	-10,72	-11,0	10,55	-0,27	48,55
3	Прирост собственного максимума к предыдущему году, %	-1,2	-1,3	1,3	-0,03	5,7
4	Дата и время (мск) прохождения собственного максимума потребления мощности	26.01.2017. 10:00	19.12.2018. 10:00	24.01.2019. 09:00	14.12.2020. 09:00	23.12.2021. 10:00
5	Среднесуточная температура наружного воздуха на день прохождения собственного максимума потребления мощности, °С	-21,4	-11,8	-18,7	-16,2	-25,9

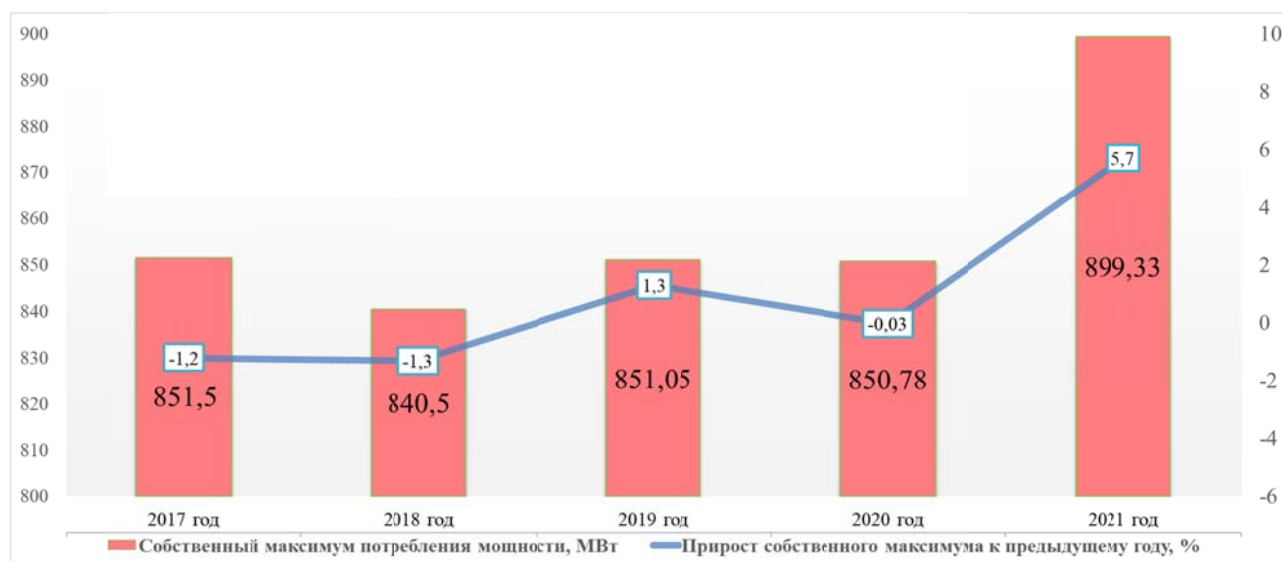


Рисунок 1.4. Динамика изменения собственного максимума потребления мощности Чувашской Республики за 2017-2021 годы

1.5 Структура установленной электрической мощности на территории Чувашской Республики

Установленная мощность действующих электростанций на территории Чувашской Республики по состоянию на 01 января 2022 года составила 2181 МВт, в том числе: ТЭС – 811 МВт (37,18 %), ГЭС – 1370 МВт (62,82 %).

Структура установленной мощности по типу электростанций на территории Чувашской Республики представлена в таблице 1.5 и рисунке 1.5.

Таблица 1.5. Структура установленной мощности по типу электростанций на территории Чувашской Республики

Тип электростанций	Установленная мощность	
	МВт	%
ТЭС	811	37,18
ГЭС	1370	62,82

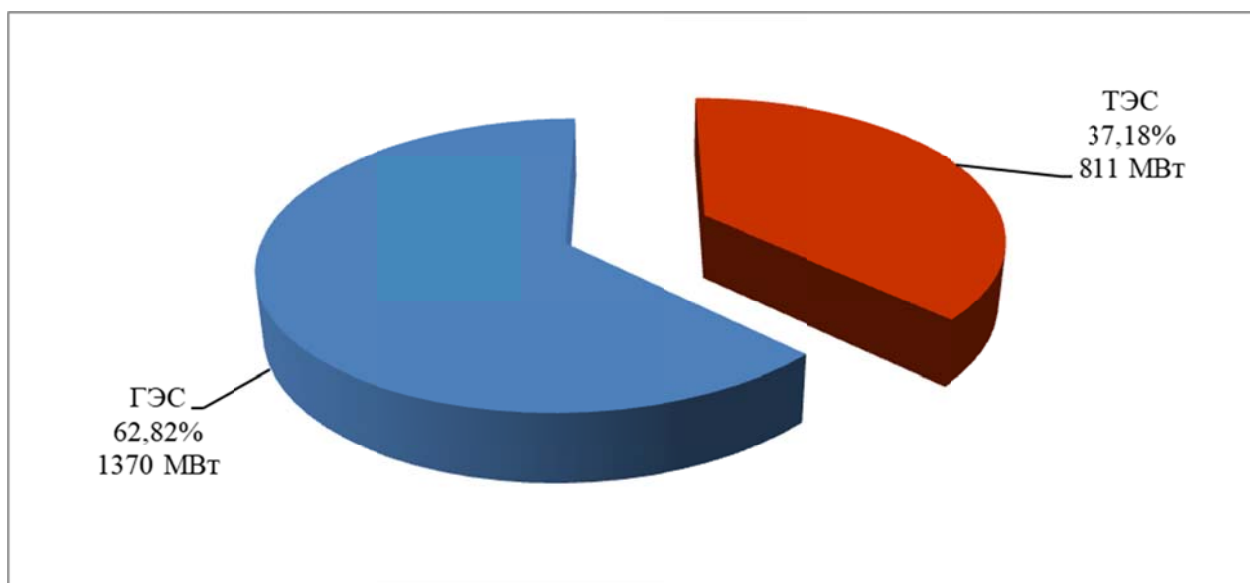


Рисунок 1.5. Структура установленной мощности по типу электростанций на территории Чувашской Республики на 01 января 2022 года

1.6 Состав существующих электростанций

На территории энергосистемы Чувашской Республики действуют следующие электростанции (установленная мощность по состоянию на 01 января 2022 года):

- 1) две тепловые электростанции:
 - Чебоксарская ТЭЦ-2 Филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» установленной мощностью 460 МВт;
 - Новочебоксарская ТЭЦ-3 Филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» установленной мощностью 351 МВт.

2) одна гидроэлектростанция:

- Чебоксарская ГЭС ПАО «РусГидро» установленной мощностью 1370 МВт.

Состав функционирующих электростанций на территории Чувашской Республики с указанием принадлежности к энергокомпаниям по состоянию на 01 января 2022 года представлен в таблице 1.6.

Таблица 1.6. Состав функционирующих электростанций на территории Чувашской Республики по состоянию на 01 января 2022 года

№ п/п	Наименование электростанции	Место расположения	Ст.№	Тип турбины	Тип генератора	Установленная электрическая мощность, МВт
Филиал «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс»						
1	Чебоксарская ТЭЦ-2	г. Чебоксары	1	ПТ-135/165-130/15	ТВВ-165-2У3	135
2			2	ПТ-80/100-130/13	ТВФ-120-2У3	80
3			3	ПТ-135/165-130/15	ТВВ-160-2ЕУ3	135
4			4	Т-110/120-130-5	ТВФ-110-2ЕУ3	110
5			Всего			
6	Новочебоксарская ТЭЦ-3	г. Новочебоксарск	1	ПТ-50(60)-130/13	ТВФ-60-2	50
7			5	Т-110/120-130	ТВФ-120-2	110
8			6	Т-110/120-130	ТВФ-120-2У3	110
9			7	ПТ-80/100-130/13	ТВФ-110-2ЕУ3	81
10			Всего			
Филиал ПАО «РусГидро»						
11	Чебоксарская ГЭС	г. Новочебоксарск	1	ПЛ-20/811-В-1000	СВ 1470/149-104 У4	78
12			2	ПЛ-20/811-В-1000	СВ1 1470/149-104 УХЛ4	78
13			3	ПЛ-20/811-В-1000	СВ1 1470/149-104 УХЛ4	78
14			4	ПЛ-20/811-В-1000	СВ1 1470/149-104 УХЛ4	78
15			5	ПЛ-20/811-В-1000	СВ1 1470/149-104 УХЛ4	78
16			6	ПЛ-20/811-В-1000	СВ1 1470/149-104 УХЛ4	78
17			7	ПЛ-20/811-В-1000	СВ1 1470/149-104 УХЛ4	78
18			8	ПЛ-20/811-В-1000	СВ 1470/149-104 УХЛ4	78
19			9	ПЛ-20/811-В-1000	СВ1 1470/149-104 УХЛ4	78
20			10	ПЛ-20/811-В-1000	СВ1 1470/149-104 УХЛ4	78
21			11	ПЛ-20/811-В-1000	СВ1 1470/149-104 УХЛ4	78
22			12	ПЛ-20/811-В-1000	СВ 1470/149-104 УХЛ4	78
23			13	ПЛ-20/811-В-1000	СВ1 1470/149-104 УХЛ4	78
24			14	ПЛ-20/811-В-1000	СВ1 1470/149-104 УХЛ4	78
25			15	ПЛ-20/811-В-1000	СВ 1470/149-104 УХЛ4	78
26			16	ПЛ-20/811-В-1000	СВ 1470/149-104 У4	78
27			17	ПЛ-20/811-В-1000	СВ1 1470/149-104 УХЛ4	78
28			18	ПЛ-20/811-В-1000	СВ 1470/149-104 У4	44
29			Всего			

В структуре генерирующих мощностей в энергосистеме Чувашской Республики доля Чебоксарской ТЭЦ-2 составляет 21,09 % (460 МВт), Новочебоксарской ТЭЦ-3 – 16,09 % (351 МВт), Чебоксарской ГЭС – 62,82 % (1370 МВт). Структура установленной мощности электростанций на территории Чувашской Республики на 01 января 2022 года представлена на рисунке 1.6.

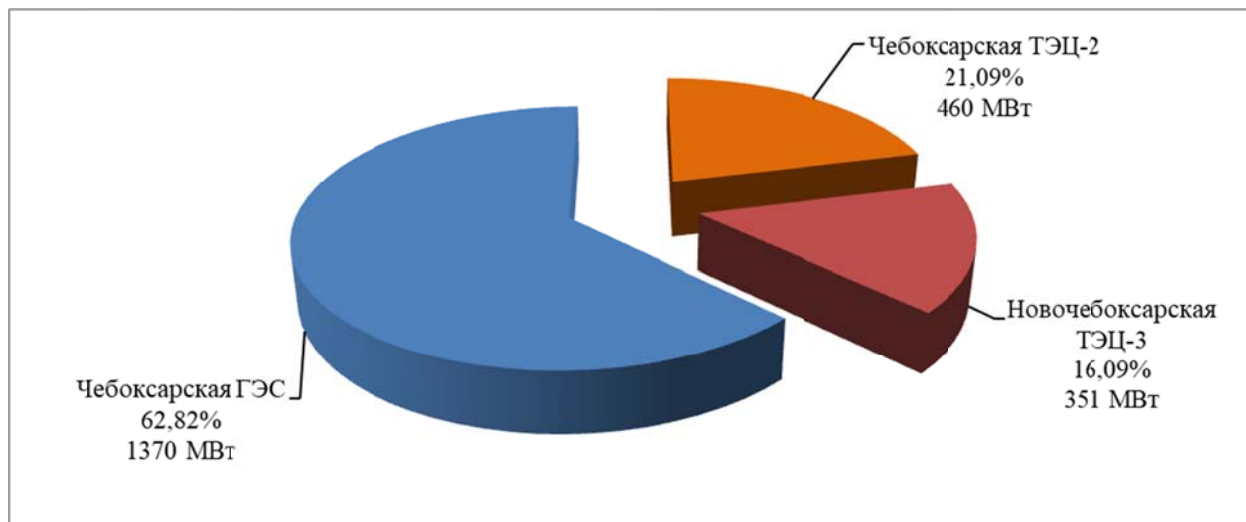


Рисунок 1.6. Структура установленной мощности электростанций на территории Чувашской Республики на 01 января 2022 года

За 2021 год структура установленной мощности электростанций на территории Чувашской Республики не менялась.

1.7 Структура выработки электроэнергии в Чувашской Республике по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций на территории Чувашской Республики в период 2017 – 2021 годов представлена в таблице 1.7.1 и на рисунке 1.7.

Таблица 1.7.1. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций на территории Чувашской Республики в период 2017 – 2021 годов

№ п/п	Тип электростанции	2017 год		2018 год		2019 год		2020 год		2021 год	
		млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
1	ТЭС	2399,5	45,9	2365,5	52,0	2020,9	48,9	1932,7	42,8	2326,1	52,7
2	ГЭС	2833,0	54,1	2187,3	48,0	2108,9	51,1	2587,4	57,2	2084,1	47,3
3	Всего	5232,5	100	4552,7	100	4129,9	100	4520,1	100	4410,2	100

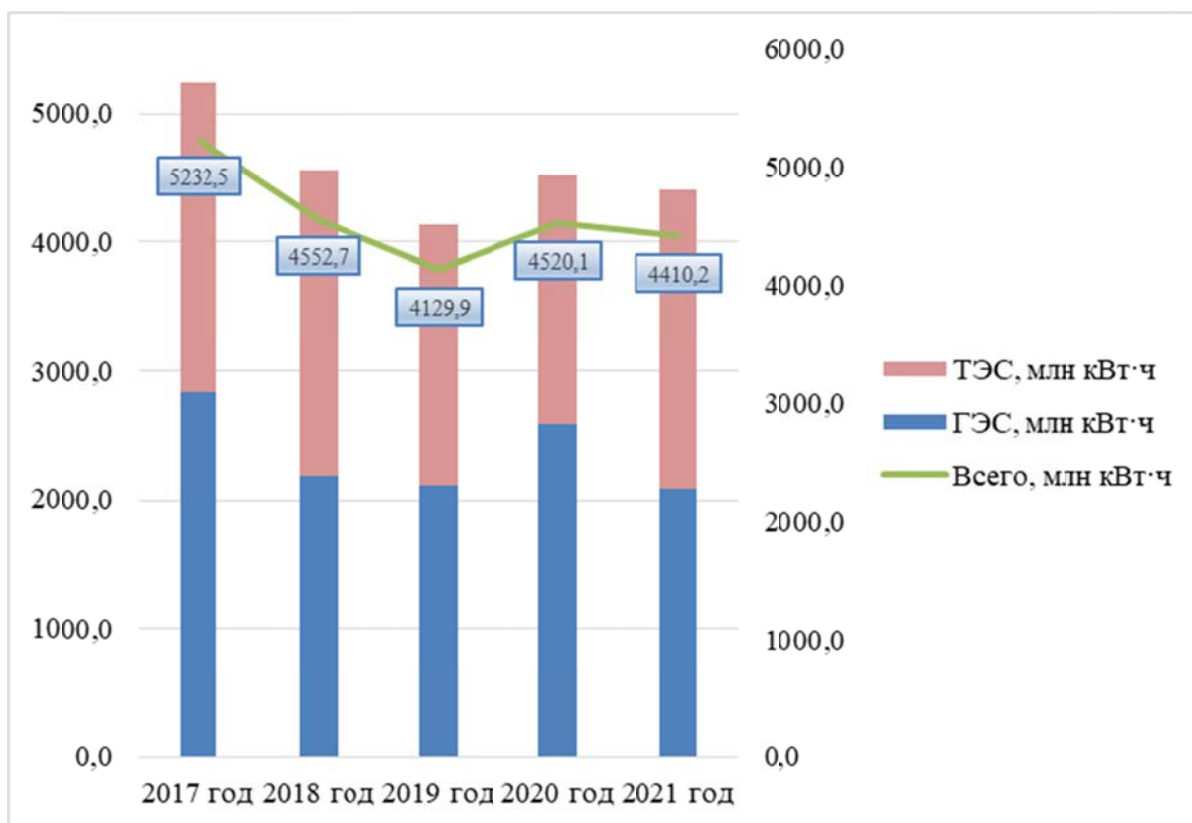


Рисунок 1.7. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций на территории Чувашской Республики в период 2017 – 2021 годов, млн кВт·ч

Как показывает анализ динамики изменения структуры выработки электроэнергии по типам электростанций на территории Чувашской Республики в период 2017 – 2021 годов, структура выработки электроэнергии составляла 47,3-57,2 % на ГЭС, 42,8-52,7 % на ТЭС. Выработка электроэнергии на электростанциях Чувашской Республики в период 2017 – 2021 годов уменьшилась на 822,3 млн кВт·ч (15,72 %).

Структура выработки электроэнергии на электростанциях Чувашской Республики по видам собственности в период 2017 – 2021 годов представлена в таблице 1.7.2.

Таблица 1.7.2. Структура выработки электроэнергии на электростанциях на территории Чувашской Республики по видам собственности в период 2017 – 2021 годов

№ п/п	Собственник	Наименование электростанции	2017 год		2018 год		2019 год		2020 год		2021 год	
			млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
1	Филиал «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс»	Чебоксарская ТЭЦ-2	1279,3	24,4	1252,0	27,5	1069,5	25,9	1000,1	22,1	1313,0	29,8
		Новочебоксарская ТЭЦ-3	1120,1	21,4	1113,5	24,5	951,4	23,0	932,6	20,6	1013,1	23,0
		Всего	2399,5	45,9	2365,5	52,0	2020,9	48,9	1932,7	42,8	2326,1	52,7
2	Филиал ПАО «РусГидро»	Чебоксарская ГЭС	2833,0	54,1	2187,3	48,0	2108,9	51,1	2587,4	57,2	2084,1	47,3
		Всего	2833,0	54,1	2187,3	48,0	2108,9	51,1	2587,4	57,2	2084,1	47,3
3	Всего по Чувашской Республике		5232,5	100	4552,7	100	4129,9	100	4520,1	100	4410,2	100

Основная доля производства электроэнергии приходится на Чебоксарскую ГЭС – 47,3-57,2 % от суммарного производства электроэнергии в энергосистеме Чувашской Республики в период 2017 – 2021 годов.

1.8 Характеристика балансов электрической энергии и мощности в Чувашской Республике за последние 5 лет

В таблице 1.8.1 приведен фактический баланс мощности энергосистемы Чувашской Республики на час прохождения собственного максимума энергосистемы в период 2017 – 2021 годов.

Таблица 1.8.1. Фактический баланс мощности энергосистемы Чувашской Республики на час прохождения собственного максимума энергосистемы в период 2017 – 2021 годов

№ п/п	Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	Потребность (собственный максимум потребления мощности, МВт)	851,50	840,50	851,05	850,78	899,33
2	Покрытие (установленная мощность электростанций, МВт)	2187	2187	2187	2181	2181
3	в том числе:					
4	Чебоксарская ТЭЦ-2	460	460	460	460	460
5	Новочебоксарская ТЭЦ-3	351	351	351	351	351
6	ТЭЦ АО «Промтрактор-Вагон»	6	6	6	0	0
7	Чебоксарская ГЭС	1370	1370	1370	1370	1370

На протяжении периода 2017 – 2021 годов превышение установленной мощности электростанций энергосистемы Чувашской Республики над собственным максимумом потребления мощности составило от 1281,67 МВт до 1346,50 МВт, что позволяет сделать вывод о наличии избытка мощности в энергосистеме Чувашской Республики и возможности обеспечения электрической энергией новых потребителей и ее передачи в соседние энергосистемы.

Баланс электроэнергии энергосистемы Чувашской Республики в период 2017 – 2021 годов представлен в таблице 1.8.2.

Таблица 1.8.2. Фактический баланс электроэнергии энергосистемы Чувашской Республики в период 2017 – 2021 годов

№ п/п	Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	Потребность (потребление электрической энергии, млн кВт·ч)	5086,6	5098,0	5107,7	4843,8	5286,5
2	Покрытие (производство электрической энергии, млн кВт·ч)	5232,5	4552,7	4129,9	4520,1	4410,2
3	в том числе:					
4	Чебоксарская ТЭЦ-2	1279,3	1252,0	1069,5	1000,1	1313,0
5	Новочебоксарская ТЭЦ-3	1120,1	1113,5	951,4	932,6	1013,1
6	Чебоксарская ГЭС	2833,0	2187,3	2108,9	2587,4	2084,1

7	Сальдо перетоков электрической энергии, млн кВт·ч Профицит/дефицит (-/+)	-145,9	545,3	977,8	323,7	876,3
---	---	--------	-------	-------	-------	-------

В 2017 году избыток электроэнергии в энергосистеме Чувашской Республики составил 145,9 млн кВт·ч. На протяжении периода 2018 – 2021 годов дефицит электроэнергии в энергосистеме Чувашской Республики составил от 323,7 до 977,8 млн кВт·ч.

1.9 Основные характеристики электросетевого хозяйства Чувашской Республики напряжением 110 кВ и выше

В настоящее время на территории Чувашской Республики находится в эксплуатации 2 ЛЭП классом напряжения 500 кВ, 10 ЛЭП классом напряжения 220 кВ и 106 ЛЭП классом напряжения 110 кВ.

Энергосистема Чувашской Республики граничит с энергосистемами Нижегородской области, Республики Татарстан, Республики Марий Эл и Республики Мордовия.

Внешние электрические связи с энергосистемой Нижегородской области:

- ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС – Нижегородская;
- ВЛ 110 кВ Покров Майдан – ЯМЗ I цепь;
- ВЛ 110 кВ Покров Майдан – ЯМЗ II цепь.

Внешние электрические связи с энергосистемой Республики Татарстан:

- ВЛ 220 кВ Канаш – Студенец I цепь (ВЛ 220 кВ Канаш – Студенец 1);
- ВЛ 220 кВ Канаш – Студенец II цепь (ВЛ 220 кВ Канаш – Студенец 2);
- ВЛ 110 кВ Шемурша – Дрожжаное;
- ВЛ 110 кВ Тюрлема – Свияжск;
- ВЛ 110 кВ Тюрлема – Бишбатман;
- ВЛ 110 кВ Тюрлема – Нурлаты.

Внешние электрические связи с энергосистемой Республики Марий Эл:

- ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС – Помары;
- ВЛ 220 кВ Помары – Тюрлема;
- ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС – Чигашево;
- ВЛ 110 кВ Кокшайск – Уржумка;
- ВЛ 110 кВ Кабельная – Уржумка с отпайкой на ПС Сидельниково;
- ВЛ 110 кВ Катраси – Еласы I цепь;
- ВЛ 110 кВ Катраси – Еласы II цепь;

Внешние электрические связи с энергосистемой Республики Мордовия:

- ВЛ 110 кВ Ардатов – Хмельмаш.

Организацией, эксплуатирующей большую часть электросетевого оборудования напряжением 220, 500 кВ в Чувашской Республике, является Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Средне-Волжское ПМЭС. Основной организацией, эксплуатирующей электросетевое оборудование напряжением 110 кВ в Чувашской Республике, является Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго».

Также на территории Чувашской Республики находятся объекты электросетевого хозяйства, которые принадлежат и эксплуатируются Филиалом АО «Сетевая компания» Буинские электрические сети, ОАО «РЖД» и иными компаниями.

Перечень линий электропередачи напряжением 500-220 кВ энергосистемы Чувашской Республики и их сводные данные представлены в таблице 1.9.1.

Перечень линий электропередачи напряжением 110 кВ энергосистемы Чувашской Республики и их сводные данные представлены в таблице 1.9.2.

Перечень подстанций напряжением 220 кВ энергосистемы Чувашской Республики и их сводные данные представлены в таблице 1.9.3.

Перечень подстанций напряжением 110 кВ энергосистемы Чувашской Республики и их сводные данные представлены в таблице 1.9.4.

Перечень трансформаторного оборудования электростанций энергосистемы Чувашской Республики классом напряжения 500-220-110 кВ и сводные данные представлены в таблице 1.9.5.

Таблица 1.9.1. Перечень линий электропередачи напряжением 500-220 кВ энергосистемы Чувашской Республики и их сводные данные.

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Длина ЛЭП, км	Марка провода	Собственник
1	ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС - Нижегородская	1978	44	252,66	ЗАС-400/51	ПАО «ФСК ЕЭС»
				1,44	АС-500/336	
2	ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС - Помары	1975	47	74,647	ЗАС-400/51	ПАО «ФСК ЕЭС»
				2,662	2АС-500/336	
3	ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС – Чебоксарская ТЭЦ-2 1 цепь	1963	59	11,55	АСО-300/39	ПАО «ФСК ЕЭС»
4	ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС – Чебоксарская ТЭЦ-2 2 цепь	1970	52	10,9	АСО-300/39	ПАО «ФСК ЕЭС»
5	ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС – Канаш I цепь	1970	52	77,523	АСО-300/39	ПАО «ФСК ЕЭС»
6	ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС – Канаш II цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Абашево	1986	36	87,74	АС-400/51	ПАО «ФСК ЕЭС»
7	ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС – Венец с отпайкой на ПС 220 кВ Абашево	1987	35	123,398	АС-400/51	ПАО «ФСК ЕЭС»
8	ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС – Тюрлема	1963	59	53,292	АСО-300/39	ПАО «ФСК ЕЭС»
		1986	36	26,108	АС-400/51	
9	ВЛ 220 кВ Помары – Тюрлема	1986	36	12,562	АС-300/48	ПАО «ФСК ЕЭС»
				8,611	АС-300/39	
				2,102	СБ-300/167	
				28,55	АС-400/51	

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Год ввода в эксплуата цию	Срок службы на 01 января 2022 года	Длина ЛЭП, км	Марка провода	Собственник
10	ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС – Чигашево	1986	36	1,479	АСКС-400/93	ПАО «ФСК ЕЭС»
				73,781	АПС-400/51	
11	ВЛ 220 кВ Канаш – Студенец I цепь (ВЛ 220 кВ Канаш – Студенец 1)	1986	36	109,95	АС-240/32	АО "Сетевая компания"
12	ВЛ 220 кВ Канаш – Студенец II цепь (ВЛ 220 кВ Канаш – Студенец 2)	1986	36	109,74	АС-240/32	АО "Сетевая компания"

Таблица 1.9.2. Перечень линий электропередачи напряжением 110 кВ энергосистемы Чувашской Республики и их сводные данные.

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Количество цепей	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Собственник
1	ВЛ 110 кВ Алатырь – Буинск участок Алатырь – Киря с отпайкой на ПС Алтышево (ВЛ 110 кВ Алатырь – Буинск участок Алатырь – Киря)	оп. № 1 – 67 (отп. на ПС 110 кВ Алтышево)	19,9	1	АС-185/29	1983	39	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 67 (отп. на ПС 110 кВ Алтышево) – 139	21,86	1	АС-185/29	1983	39	
		оп. № 139 – 10 (ВЛ 110 кВ отпайка на ПС 110 кВ Киря)	2,3	1	АС-185/29	1983	39	
		отпайка на ПС 110 кВ Алтышево	8,7	1	АС-95/16	1983	39	
2	ВЛ 110 кВ Алатырь – Буинск участок Буинск – Киря	оп. № 10 – 139 (граница раздела эксплуатационной ответственности) (ВЛ 110 кВ отпайка на ПС 110 кВ Киря)	2,3	1	АС-185/29	1983	39	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 225 – 139 (граница раздела эксплуатационной ответственности)	23,02	1	АС-185/24	1983	39	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
3	ВЛ 110 кВ Алатырь – Порецкая участок Алатырь – Кувакино	оп. № 1 – 92	17,86	1	АС-120/19	1971	51	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
4	ВЛ 110 кВ Алатырь – Порецкая участок Кувакино – Семеновская	оп. № 92 – 175А	15,57	1	АС-120/19	1971	51	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
5	ВЛ 110 кВ Алатырь – Порецкая участок Порецкая - Семеновская	оп. № 175А – 42 (ВЛ 110 кВ отпайка на ПС 110 кВ Семеновская)	7,5	2	АС-120/20	1971	51	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 1(175А) – 42 (ВЛ 110 кВ отпайка на ПС 110 кВ Семеновская)	7,5	2	АС-120/21	1974	48	
		оп. № 175А – 222	9,1	1	АС-120/22	1974	48	
6	ВЛ 110 кВ Алатырь – Шемурша участок Алатырь – Первомайская с отпайкой на ПС Алтышево (ВЛ 110 кВ Алатырь – Шемурша участок Алатырь – Первомайская)	оп. № 1 – оп. 60 (отп. на ПС 110 кВ Алтышево)	14,62	1	АС-185/29	1978	44	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 60-132	18,95	1	АС-185/29	1978	44	
		отпайка на ПС 110 кВ Алтышево	3,07	1	АС-120/19	1978	44	
7	ВЛ 110 кВ Алатырь – Шемурша участок Шемурша – Первомайская	оп. № 6 – 1 (132) (ВЛ 110 кВ отпайка на ПС 110 кВ Первомайская)	1,36	2	АС-185/29	1978	44	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 1(132) – 6 (ВЛ 110 кВ отпайка на ПС 110 кВ Первомайская)	1,36	2	АС-185/29	1978	44	
		оп. № 132 – 188 (граница раздела эксплуатационной ответственности)	13,74	1	АС-185/29	1978	44	
		оп. № 188 (граница раздела эксплуатационной ответственности) – 273	21,759	1	АС-185/24	1978	44	

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Количество цепей	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Собственник
8	ВЛ 110 кВ Венец – Канаш-Тяга I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Шумерля-1)	оп. № 315 – 303 (отп. на ПС 110 кВ Северная)	0,15	2	АС-150/24	1966	56	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 303 (отп. на ПС 110 кВ Северная) – оп. 299 (отп. на ПС 110 кВ Шумерля)	19,62	1	АС-150/24	1966	56	
		оп. № 299 (отп. на ПС 110 кВ Шумерля) – оп. 218 (отп. на ПС 110 кВ Ходары)	21,62	1	АС-150/24	1966	56	
		оп. № 218 (отп. на ПС 110 кВ Ходары) – оп. 131 (граница раздела эксплуатационной ответственности)	21,62	1	АС-150/24	1966	56	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		отпайка на ПС 110 кВ Северная	0,05	2	АС-185/29	1966	56	
		отпайка на ПС 110 кВ Шумерля	0,05	2	АС-185/29	1966	56	
		отпайка на ПС 110 кВ Ходары	11,5	2	АС-70/11	1966	56	
		оп. № 1 – 85 (отп. на ПС 110 кВ Ачаксы)	20,34	1	АС-150/19	1966	56	
		оп. № 85 (отп. на ПС 110 кВ Ачаксы) – 130 (отп. на ПС 110 кВ Вурнары)	11,16	1	АС-150/19	1966	56	
		оп. № 130 (отп. на ПС 110 кВ Вурнары) – 131 (граница раздела эксплуатационной ответственности)	0,21	1	АС-150/19	1966	56	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		отпайка на ПС 110 кВ Ачаксы	0,29	2	АС-95/16	1966	56	
		отпайка на ПС 110 кВ Вурнары	2,26	1	АС-95/16	1966	56	
оп. № 280 – 268 (отп. на ПС 110 кВ Северная)	2,56	2	АС-185/29	1994	28	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»		
оп. № 268 (отп. на ПС 110 кВ Северная) – оп. 264 (отп. на ПС 110 кВ Шумерля)	0,15	2	АС-150/24	1994	28			
оп. № 264 (отп. на ПС 110 кВ Шумерля) – оп. 193 (отп. на ПС 110 кВ Ходары)	19,61	1	АС-150/24	1994	28			
оп. № 193 (отп. на ПС 110 кВ Ходары) – оп. 115 (граница раздела эксплуатационной ответственности)	21,64	1	АС-150/24	1994	28			
отпайка на ПС 110 кВ Северная	0,05	2	АС-185/29	1994	28			
отпайка на ПС 110 кВ Шумерля	0,05	2	АС-185/29	1994	28			
отпайка на ПС 110 кВ Ходары	11,5	2	АС-70/11	1994	28			
оп. № 1 – 75 (отп. на ПС 110 кВ Ачаксы)	20,06	1	АС-150/19	1994	28			
оп. № 75 (отп. на ПС 110 кВ Ачаксы) – 115 (отп. на ПС 110 кВ Вурнары)	11,52	1	АС-150/19	1994	28		Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»	

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Количество цепей	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Собственник
		оп. № 130 (отп. на ПС 110 кВ Вурнары) – 131 (граница раздела эксплуатационной ответственности)	0,2	1	АС-150/19	1994	28	
		отпайка на ПС 110 кВ Ачаксы	0,29	2	АС-95/16	1994	28	
		отпайка на ПС 110 кВ Вурнары	2,2	1	АС-95/16	1994	28	
10	ВЛ 110 кВ Венец – Порецкая участок Венец – Алгаши	оп. № 1 – 99	21,43	1	АС-120/19	1979	43	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
11	ВЛ 110 кВ Венец – Порецкая участок Алгаши – Кожевенная	оп. № 1 – 79	16,55	1	АС-120/19	1981	41	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
12	ВЛ 110 кВ Венец – Порецкая участок Порецкая – Кожевенная	оп. № 1 – 82	15,63	1	АС-120/19	1981	41	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
13	ВЛ 110 кВ Заволжская – Венец участок Венец – Аликово	оп. № 1 – 32 (граница раздела эксплуатационной ответственности)	6,4	2	АС-120/19	1979	43	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 32 (граница раздела эксплуатационной ответственности) – 202	38,709	1	АС-120/19	1979	43	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
14	ВЛ 110 кВ Катраси – Венец участок Саланчики – Венец	оп. № 1 – 66а	14,7	1	АС-120/19	1982	40	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 66а – 4 (ВЛ 110 кВ отпайка на ПС 110 кВ Саланчики)	0,3	2	АС-120/19	1982	40	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
15	ВЛ 110 кВ Катраси – Венец участок Красные Четаи – Саланчики	оп. № 4 – 66а (ВЛ 110 кВ отпайка на ПС 110 кВ Саланчики)	0,3	2	АС-120/19	1983	39	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 66а – 136	15,47	1	АС-120/19	1983	39	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
16	ВЛ 110 кВ Катраси – Венец участок Кукшум – Красные Четаи	оп. № 1 – 119	25,51	1	АС-120/19	1977	45	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
17	ВЛ 110 кВ Алатырь – Хмельмаш	оп. № 1 – 27	5,3	1	АС-120/19	1965	57	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 1(27) – 5 (ВЛ 110 кВ отпайка на ПС 110 кВ Хмельмаш)	0,63	2	АС-120/19	1965	57	
		оп. № 1(27) – 5 (ВЛ 110 кВ отпайка на ПС 110 кВ Хмельмаш)	0,63	2	АС-120/19	1965	57	
		оп. № 27 – 84 (граница раздела эксплуатационной ответственности)	14,4	1	АС-120/19	1965	57	
18	ВЛ 110 кВ Заволжская – Венец участок Яндоба – Аликово	оп. № 1 – 50	10,34	1	АС-120/19	1984	38	Филиал ПАО «Россети Волга»
		оп. № 50 – 66	3,33	1	АС-150/24	1984	38	

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Количество цепей	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Собственник
		оп. № 66 – 77	2,4	1	АЖ-120	1984	38	– «Чувашэнерго»
		оп. № 77 – 81	0,546	1	АС-150/24	1984	38	
19	ВЛ 110 кВ Заволжская – Венец участок Заволжская – Яндоба	оп. № 1 – 65	13,82	1	АС-120/19	1984	38	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
20	ВЛ 110 кВ Кабельная – Уржумка с отпайкой на ПС Сидельниково	оп. № 1 – 14	2,23	1	АС-240/32	1993	29	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 14 – 28	2,93	1	АС-150/24	1993	29	
		оп. № 28 – 32	2,68	1	БС-185	1993	29	
		оп. № 32 – 41	1,845	1	АС-185/29	1993	29	
		оп. № 41 – 79 (отп. на ПС 110 кВ Сидельниково)	8,472	2	АС-150/24	1993	29	
		оп. № 79 (отп. на ПС 110 кВ Сидельниково) – 124	10,074	1	АС-120/19	1993	29	
21	ВЛ 110 кВ Кокшайск-Уржумка	оп. № 1 – 86	18,666	1	АС-120/19	1993	29	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 86 – 98 (граница раздела эксплуатационной ответственности)	3,175	1	АС-185/29	1993	29	
22	ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Динамо	оп. № 1 – 54	11,138	1	АС-120/19	1993	29	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
23	ВЛ 110 кВ Катраси – Венец участок Моргауши – Кукшум с отпайкой на ПС Нискасы (ВЛ 110 кВ Катраси – Венец участок Моргауши – Кукшум)	оп. № 1 – 55 (отп. на ПС 110 кВ Нискасы)	12,2	1	АС-120/19	1967	55	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 55 (отп. на ПС 110 кВ Нискасы) – 126	16,8	1	АС-120/19	1967	55	
		отпайка на ПС 110 кВ Нискасы	7,426	1	АС-70/11	1967	55	
24	ВЛ 110 кВ Катраси – Венец участок Катраси – Моргауши	оп. № 1 – 13	2,38	1	АС-120/19	1974	48	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 13 – 39	5,89	1	АС-185/29	1974	48	
		оп. № 39 – 60	5,049	1	АС-120/19	1974	48	
		оп. № 60 – 66	1,39	1	АС-185/29	1974	48	
		оп. № 66 – 95	6,27	1	АС-120/19	1974	48	
25	ВЛ 110 кВ Катраси – Заволжская	оп. № 1 – 187	39,31	1	АС-120/19	1984	38	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
26	ВЛ 110 кВ Катраси – Чапаевская № 1	оп. № 1 – 73	11,441	1	АС-150/24	1974	48	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
27	ВЛ 110 кВ Катраси – Заовражная	оп. № 1 – 136	20,6	2	АС-120/19	1984	38	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Количество цепей	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Собственник
28	ВЛ 110 кВ Катраси – Студенческая	оп. № 1 – 126	19,04	2	АС-120/19	1972	50	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
29	ВЛ 110 кВ Катраси – Еласы I цепь	оп. № 1 – 80 (отп. на ПС 110 кВ Россия)	13,15	2	АС-120/19	1973	49	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 80 (отп. на ПС 110 кВ Россия) – 138 (отп. на ПС 110 кВ Сундырь)	12,68	2	АС-120/19	1973	49	
		отпайка на ПС 110 кВ Россия	2,29	2	АС-120/19	1973	49	
		отпайка на ПС 110 кВ Сундырь	0,96	2	АС-120/19	1973	49	
30	ВЛ 110 кВ Катраси – Еласы II цепь	оп. № 1 – 80 (отп. на ПС 110 кВ Россия)	13,15	2	АС-120/19	1973	49	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 80 (отп. на ПС 110 кВ Россия) – 138 (отп. на ПС 110 кВ Сундырь)	12,68	2	АС-120/19	1973	49	
		отпайка на ПС 110 кВ Россия	2,29	2	АС-120/19	1973	49	
		отпайка на ПС 110 кВ Сундырь	0,96	2	АС-120/19	1973	49	
31	ВЛ 110 кВ Покров Майдан – ЯМЗ I цепь	оп. № 25 (граница эксплуатационной ответственности) – 128	25,009	2	АС-120/19	1991	31	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
32	ВЛ 110 кВ Покров Майдан – ЯМЗ II цепь	оп. № 25 (граница эксплуатационной ответственности) – 128	25,009	2	АС-120/19	1991	31	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
33	ВЛ 110 кВ Катраси – Южная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Лапсары-1)	оп. № 1 – 50а (отп. на ПС 110 кВ Лапсары)	10,7	2	АС-150/24	1972	50	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 50а (отп. на ПС 110 кВ Лапсары) – 76	5,039	2	АС-150/24	1972	50	
		отпайка на ПС 110 кВ Лапсары	0,15	2	АС-240/32	1972	50	
34	ВЛ 110 кВ Катраси – Южная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Лапсары-2)	оп. № 1 – 50а (отп. на ПС 110 кВ Лапсары)	10,7	2	АС-150/24	1972	50	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 50а (отп. на ПС 110 кВ Лапсары) – 76	5,039	2	АС-150/24	1972	50	
		отпайка на ПС 110 кВ Лапсары	0,15	2	АС-240/32	1972	50	
35	ВЛ 110 кВ Кабельная – Порт	оп. № 1 – 16	5,6	1	АС-185/29	1988	34	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 16 – 68	10,2	1	АС-240/32	1988	34	
36	ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Порт	оп. № 1 – 15	5,5	1	АС-185	1988	34	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
37	ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новая	оп. № 1 – 49	9	1	АС-185/29	1974	48	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
38	ВЛ 110 кВ Катраси – Новая	оп. № 1 – 213	32,108	1	АС-150/24	1974	48	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Количество цепей	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Собственник
39	ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город № 1 с отпайкой на ГПП-1 ПАО «Химпром» (ВЛ 110 кВ Чебоксары-1)	оп. № 1 – 9	1,519	1	АС-240/32	1965	57	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 9 – 85 (отп. на ГПП-1 ПАО «Химпром»)	13,164	1	АС-185/29	1965	57	
		оп. № 85 (отп. на ГПП-1 ПАО «Химпром») – 87 (отп. на ГПП-2 ПАО «Химпром»)	0,292	2	АС-185/29	1965	57	
		оп. № 87 (отп. на ГПП-1 ПАО «Химпром») – 88	0,172	2	АС-185/29	1965	57	
40	ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город № 2 участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Спутник (ВЛ 110 кВ Чебоксары-2 участок ТЭЦ-3 – Спутник)	оп. № 1 – 60	10,41	2	АС-185/29	1965	57	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
41	ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город № 2 участок Новый город – Спутник (ВЛ 110 кВ Чебоксары-2 участок Новый город – Спутник)	оп. № 1 – 9	1,519	2	АС-240/32	1965	57	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 9 – 59	9,836	2	АС-185/29	1965	57	
42	ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Тиньговатово участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Бройлерная с отпайкой на ПС Атлашево (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 – Тиньговатово участок ТЭЦ-3 – Бройлерная)	оп. № 1 – 26	3,925	1	АС-185/29	1961	61	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 26 – 57 (отп. на ПС 110 кВ Атлашево)	7,194	1	АС-150/24	1961	61	
		оп. № 57 (отп. на ПС 110 кВ Атлашево) – 63	1,105	1	АС-150/24	1961	61	
		оп. № 63 (отп. на ПС 110 кВ Атлашево) – 72	1,3	2	АС-150/24	1961	61	
		отпайка на ПС 110 кВ Атлашево	3,392	1	АС-70/11	1961	61	
43	ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Тиньговатово участок Тиньговатово – Бройлерная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 – Тиньговатово участок Тиньговатово – Бройлерная)	оп. № 1 – 94	21,84	1	АС-150/24	1961	61	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 94 – 103	1,3	1	АС-150/24	1961	61	
44	ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Заволжская участок Тиньговатово – Цивильск	оп. № 1 – 96	19,61	1	АС-120/19	1985	37	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
45	ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Заволжская участок Цивильск – Оросительная	оп. № 1 – 56	11,41	1	АС-120/19	1985	37	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 56 – 61	0,96	2	АС-95/16	1985	37	
46	ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Заволжская участок Оросительная – Красноармейская	оп. № 1 – 6	0,96	2	АС-95/16	1985	37	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 6 – 61	12,58	1	АС-120/19	1985	37	
47	ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Заволжская участок Заволжская – Красноармейская	оп. № 1 – 30	5,34	1	АС-150/24	1984	38	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Количество цепей	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Собственник
48	ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тиньговатово – Октябрьская	оп. № 1 – 46	9,57	1	АС-120/19	1974	48	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
49	ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Катраси участок Катраси – Луч (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 – Катраси участок Катраси – Луч)	оп. № 1 – 130	21,071	2	АС-150/24	1974	48	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
50	ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Катраси участок Чебоксарская ТЭЦ-2 – Луч с отпайкой на ПС Светлая (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 – Катраси участок ТЭЦ-2 – Луч)	оп. № 1 – 16 (отп. на ПС 110 кВ Светлая)	2,6	2	АС-150/24	1974	48	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 16 (отп. на ПС 110 кВ Светлая) – 112	16,71	2	АС-150/24	1974	48	
		отпайка на ПС 110 кВ Светлая	0,365	2	АС-120/19	1974	48	
51	ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Новый город II цепь с отпайкой на ПС Светлая (ВЛ 110 кВ Городская-2)	оп. № 1 – 19 (отп. на ПС 110 кВ Светлая)	2,8	2	АС-185/29	1965	57	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 19 (отп. на ПС 110 кВ Светлая) – 38	2,61	2	АС-185/29	1965	57	
		оп. № 38 – 46	1,4	2	АС-240/32	1965	57	
		отпайка на ПС 110 кВ Светлая	0,36	2	АС-120/19	1965	57	
52	ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Новый город I цепь (ВЛ 110 кВ Городская-1)	оп. № 1 – 38	5,33	1	АС-185/29	1965	57	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 38 – 46	1,519	2	АС-240/32	1965	57	
53	ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Чебоксарская ТЭЦ-1	оп. № 1 – 22	4,2	1	АС-185/29	1959	63	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
54	ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Кугеси I цепь с отпайками	оп. № 1 – 7 (отп. на ПС 110 кВ Машзавод)	0,84	2	АС-150/24	1972	50	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
55	ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Кугеси I цепь с отпайками	оп. № 7 (отп. на ПС 110 кВ Машзавод) – 19 (отп. на ПС 110 кВ Радуга)	1,68	2	АС-150/24	1972	50	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 19 (отп. на ПС 110 кВ Радуга) – 43 (отп. на ПС 110 кВ Вурманкасы)	3,39	2	АС-150/24	1972	50	
		оп. № 43 (отп. на ПС 110 кВ Вурманкасы) – 70 (отп. на ПС 110 кВ Мясокомбинат)	3,608	2	АС-120/19	1972	50	
		оп. № 70 (отп. на ПС 110 кВ Мясокомбинат) – 83	1,703	2	АС-120/19	1972	50	
		отпайка на ПС 110 кВ Радуга	0,32	2	АС-150/24	1972	50	
		отпайка на ПС 110 кВ Вурманкасы	0,02	2	АС-120/19	1972	50	
56	ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – ЧЗПТ ГПП-3 II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Тракторная-3 отпайка Кугеси-2)	оп. № 1 – 7 (отп. на ПС 110 кВ Машзавод)	0,84	2	АС-150/24	1972	50	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго» АО «Промтрактор»
		оп. № 7 (отп. на ПС 110 кВ Машзавод) – 19 (отп. на ПС 110 кВ Радуга)	1,68	2	АС-150/24	1972	50	
		оп. № 19 (отп. на ПС 110 кВ Радуга) – 43 (отп. на ПС 110 кВ Вурманкасы)	3,39	2	АС-150/24	1972	50	

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Количество цепей	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Собственник
		оп. № 43 (отп. на ПС 110 кВ Вурманкасы) – 70 (отп. на ПС 110 кВ Мясокомбинат)	3,608	2	АС-120/19	1972	50	ООО «Промлогистика» ООО «Энерго-Актив»
		оп. № 70 (отп. на ПС 110 кВ Мясокомбинат) – 83	1,703	2	АС-120/19	1972	50	
		отпайка на ПС 110 кВ Радуга	0,32	2	АС-150/24	1972	50	
		отпайка на ПС 110 кВ Вурманкасы	0,02	2	АС-120/19	1972	50	
57	ВЛ 110 кВ Вурманкасы – Парковая	оп. № 1 – 11	2,201	1	АС-95/16	1989	33	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
58	ВЛ 110 кВ Агрегатная-1	оп. № 1 – 9 (отп. на ГПП-2 ОАО «ЧАЗ»)	1,8	2	АС-400/51	1983	39	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 9 (отп. на ГПП-2 ОАО «ЧАЗ») – 13 (отп. на ГПП-1 ОАО «ЧАЗ»)	0,5	2	АС-400/51	1983	39	
		оп. № 13 (отп. на ГПП-1 ОАО «ЧАЗ») – 15 (отп. на ГПП-3 ОАО «ЧАЗ»)	0,25	2	АС-240/32	1983	39	
		оп. № 15 (отп. на ГПП-3 ОАО «ЧАЗ») – 25 (отп. на ПС 110 кВ Стрелка)	1,7	2	АС-240/32	1983	39	
		оп. № 25 (отп. на ПС 110 кВ Стрелка) – 26 (отп. ГПП-1 ХБК)	0,125	1	АС-240/32	1983	39	
		оп. № 26 (отп. ГПП-1 ХБК) – 28	0,178	1	АС-240/32	1983	39	
		отпайка на ПС 110 кВ Стрелка	0,02	2	АС-70/11	1983	39	
		отпайка на ГПП-1 ХБК	0,163	2	АС-240/32	1983	39	
59	ВЛ 110 кВ Агрегатная-2	оп. № 1 – 9 (отп. на ГПП-2 ОАО «ЧАЗ»)	1,8	2	АСО-400/51	1983	39	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 9 (отп. на ГПП-2 ОАО «ЧАЗ») – 13 (отп. на ГПП-1 ОАО «ЧАЗ»)	0,5	2	АСО-400/51	1983	39	
		оп. № 13 (отп. на ГПП-1 ОАО «ЧАЗ») – 15 (отп. на ГПП-3 ОАО «ЧАЗ»)	0,25	2	АС-240/32	1983	39	
		оп. № 15 (отп. на ГПП-3 ОАО «ЧАЗ») – 25 (отп. на ПС 110 кВ Стрелка)	1,7	2	АС-240/32	1983	39	
		оп. № 25 (отп. на ПС 110 кВ Стрелка) – 26 (отп. ГПП-1 ХБК)	0,125	2	АС-240/32	1983	39	
		оп. № 26 (отп. ГПП-1 ХБК) – 28	0,178	2	АС-240/32	1983	39	
		отпайка на ПС 110 кВ Стрелка	0,02	2	АС-70/11	1983	39	
		отпайка на ГПП-1 ХБК	0,198	2	АС-240/32	1983	39	
60	ВЛ 110 кВ Коммунальная – Заовражная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Коммунальная-1)	оп. 38/9 – оп. 38/25	2,48	1	АС-120	2015	7	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. 1 – оп. 19, оп. 32 – 60 оп.	5,23	1	АС-150	2015	7	
		оп. № 19 – оп. № 32	3,3	1	АС-185	2015	7	
		оп. № 38 – оп. 38/9	1,272	1	АС-240	2015	7	

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Количество цепей	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Собственник
61	ВЛ 110 кВ Коммунальная – Студенческая II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Коммунальная-2)	оп. 38/9 – оп. 38/25	2,48	1	АС-120	2010	12	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. 1 – оп. 19, оп. 32 – 42 оп.	2,51	1	АС-150	2010	12	
		оп. № 38 – оп. 38/9	1,272	1	АС-240	2010	12	
		оп. № 19 – оп. № 32	3,3	1	АС-185	2010	12	
62	ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-1)	оп. № 27 – оп. 27/5	0,622	2	АС-120	1963	59	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 1 – оп. 41	8,1	2	АС-150	1963	59	
63	ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-2)	оп. № 27 – оп. 27/5	0,622	2	АС-120	1963	59	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 1 – оп. 41	8,1	2	АС-150	1963	59	
64	ВЛ 110 кВ Канаш – Батырево I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Батырево-1)	оп. № 1 – 121 (отп. на ПС 110 кВ Маяк)	22,54	2	АС-185/24	1974	48	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 121 (отп. на ПС 110 кВ Маяк) – 183 (отп. на ПС 110 кВ Комсомольская)	11,92	2	АС-185/24	1974	48	
		оп. № 183 (отп. на ПС 110 кВ Комсомольская) – 272	21,66	2	АС-185/24	1974	48	
		отпайка на ПС 110 кВ Маяк	1,25	2	АС-70/11	1974	48	
		отпайка на ПС 110 кВ Комсомольская	0,05	2		1974	48	
65	ВЛ 110 кВ Канаш – Батырево II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Батырево-2)	оп. № 1 – 121 (отп. на ПС 110 кВ Маяк)	22,54	2	АС-185/24	1974	48	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 121 (отп. на ПС 110 кВ Маяк) – 183 (отп. на ПС 110 кВ Комсомольская)	11,92	2	АС-185/24	1974	48	
		оп. № 183 (отп. на ПС 110 кВ Комсомольская) – 272	21,66	2	АС-185/24	1974	48	
		отпайка на ПС 110 кВ Маяк	1,25	2	АС-70/11	1974	48	
		отпайка на ПС 110 кВ Комсомольская	0,05	2		1974	48	
66	ВЛ 110 кВ Канаш – Буинск участок Канаш – Чагаси	оп. № 1 – оп. № 66	13,32	1	АС-185/24	1980	42	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
67	ВЛ 110 кВ Канаш – Буинск участок Чагаси – Рассвет	оп. № 1 – оп. № 80	20,27	1	АС-185/24	1980	42	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
68	ВЛ 110 кВ Канаш – Буинск участок Рассвет – Ибреси	оп. № 1 – оп. № 46	11,29	2	АС-185/24	1980	42	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
69	ВЛ 110 кВ Канаш – Буинск участок Ибреси – Буинск	оп. № 1 – оп. № 73	18,36	1	АС-185/24	1980	42	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Количество цепей	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Собственник
70	ВЛ 110 кВ Канаш – Канаш-Тяга I цепь (ВЛ 110 кВ Канаш-Тяга-1)	оп. № 1 – 37	6,41	2	АС-240/32	1988	34	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
71	ВЛ 110 кВ Канаш – Канаш-Тяга II цепь (ВЛ 110 кВ Канаш-Тяга-2)	оп. № 1 – 37	6,36	2	АС-240/32	1988	34	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
72	ВЛ 110 кВ Канаш – Тормозная I цепь	оп. № 1 – 35	5,8	2	АС-185/24	1971	51	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
73	ВЛ 110 кВ Канаш – Тормозная II цепь	оп. № 1 – 35	5,8	2	АС-185/24	1971	51	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
74	ВЛ 110 кВ Тормозная – Лесная I цепь	оп. № 1 – 30	5,22	2	АС-185/24	1989	33	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
75	ВЛ 110 кВ Тормозная – Лесная II цепь	оп. № 1 – 30	5,22	2	АС-185/24	1989	33	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
76	ВЛ 110 кВ Лесная – Восточная I цепь	оп. № 1 – 30	4,85	2	АС-185/24	1985	37	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
77	ВЛ 110 кВ Лесная – Восточная II цепь	оп. № 1 – 30	4,85	2	АС-185/24	1985	37	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
78	ВЛ 110 кВ Канаш – Восточная I цепь с отпайками	оп. № 1 – 3 (отп. на ПС 110 кВ Полимер, ПС 110 кВ ВРЗ)	0,2	2	АС-185/24	1989	33	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 3 (отп. на ПС 110 кВ Полимер, ПС 110 кВ ВРЗ) – 37	5,68	2	АС-185/24	1989	33	
		отп. № 3 (отп. на ПС 110 кВ Полимер, ПС 110 кВ ВРЗ) – 7 (отп. на ПС 110 кВ Полимер)	0,97	2	АС-150/19	1989	33	
		отп. № 7 (отп. на ПС 110 кВ Полимер) – 10	0,28	2	АС-120/19	1989	33	
79	ВЛ 110 кВ Канаш – Восточная II цепь с отпайками	оп. № 1 – 3 (отп. на ПС 110 кВ Полимер, ПС 110 кВ ВРЗ)	0,203	2	АС-185/24	1989	33	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 3 (отп. на ПС 110 кВ Полимер, ПС 110 кВ ВРЗ) – 37	5,677	2	АС-185/24	1989	33	
		отп. № 3 (отп. на ПС 110 кВ Полимер, ПС 110 кВ ВРЗ) – 7 (отп. на ПС 110 кВ Полимер)	0,972	2	АС-150/19	1989	33	
		отп. № 7 (отп. на ПС 110 кВ Полимер) – 10	0,28	2	АС-120/19	1989	33	

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Количество цепей	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Собственник
80	ВЛ 110 кВ Восточная – Янтиково I цепь	оп. № 1 – 7	1	2	АС-185/24	1998	24	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 7 – 96	15,08	2	АС-120/19	1998	24	
81	ВЛ 110 кВ Восточная – Янтиково II цепь	оп. № 1 – 7	1	2	АС-185/24	1998	24	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 7 – 96	15,08	2	АС-120/19	1998	24	
82	ВЛ 110 кВ Канаш – Динамо	оп. № 1 – 97 (граница раздела эксплуатационной ответственности)	19,8	1	АС-120/19	1995	27	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 97 (граница раздела эксплуатационной ответственности) – 181	16,538	1	АС-120/19	1995	27	
83	ВЛ 110 кВ Канаш – Дружба I цепь с отпайкой на ПС Атнашево	оп. № 1 – 17	1,88	2	АС-95/16	1976	46	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 17 – 55 (отп. на ПС 110 кВ Атнашево)	6,816	2	АС-70/11	1976	46	
		оп. № 55 (отп. на ПС 110 кВ Атнашево) – 88	5,63	2	АС-70/11	1976	46	
		отпайка на ПС 110 кВ Атнашево	1,959	2	АС-70/11	1976	46	
84	ВЛ 110 кВ Канаш – Дружба II цепь с отпайкой на ПС Атнашево	оп. № 1 – 17	1,88	2	АС-95/16	1976	46	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 17 – 55 (отп. на ПС 110 кВ Атнашево)	6,816	2	АС-70/11	1976	46	
		оп. № 55 (отп. на ПС 110 кВ Атнашево) – 88	5,63	2	АС-70/11	1976	46	
		отпайка на ПС 110 кВ Атнашево	1,959	2	АС-70/11	1976	46	
85	ВЛ 110 кВ Канаш – Тюрлема участок Канаш – Кибечи	оп. № 1 – 61	14,049	1	АС-150/19	1964	58	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
86	ВЛ 110 кВ Канаш – Тюрлема участок Кибечи – Шоркистры	оп. № 1 – 77	16,582	1	АС-150/19	1964	58	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
87	ВЛ 110 кВ Канаш – Тюрлема участок Шоркистры – Урмары	оп. № 1 – 79	15,649	2	АС-150/19	1964	58	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
88	ВЛ 110 кВ Канаш – Тюрлема участок Тюрлема – Урмары	оп. № 1 – 108	25,36	1	АС-150/19	1964	58	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
89	ВЛ 110 кВ Тюрлема – Свяжжск	оп. № 1 – 80 (граница раздела эксплуатационной ответственности)	18,725	1	АС-150/24	1978	44	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
90	ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево с отпайкой на ПС	оп. № 1 – 23 (отп. на ПС 110 кВ Козловка)	4,3	2	АС-120/19	1976	46	Филиал ПАО «Россети Волга»
		оп. № 23 (отп. на ПС 110 кВ Козловка) – 80	11,3	1	АС-95/16	1976	46	

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Количество цепей	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Собственник
	Козловка (ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево)	отпайка на ПС 110 кВ Козловка	5,3	2	АС-95/16	1976	46	– «Чувашэнерго»
91	ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Октябрьская – Картлуево	оп. № 1 (граница раздела эксплуатационной ответственности) – 116	24	1	АС-95/16	1977	45	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
92	ВЛ 110 кВ Тюрлема – Козловка	оп. № 1 – 23	4,3	2	АС-120/19	1980	42	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 23 – 58	5,3	2	АС-95/16	1980	42	
93	ВЛ 110 кВ Тюрлема – Тюрлема-Тяга I цепь	оп. № 1 – 13	1,982	2	АС-185/24	1987	35	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
94	ВЛ 110 кВ Тюрлема – Тюрлема-Тяга II цепь	оп. № 1 – 13	1,982	2	АС-185/24	1987	35	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
95	ВЛ 110 кВ Батырево – Сугуты	оп. № 1 – 98	21,4	2	АС-185/24	1975	47	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
96	ВЛ 110 кВ Сугуты – Слава	оп. № 1 – 113	22	1	АС-120/19	1996	26	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
97	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Слава участок Комсомольская – Яльчики	оп. № 1 – 152	30,091	2	АС-95/16	1984	38	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
98	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Слава участок Яльчики – Слава	оп. № 1 – 33	5,442	1	АС-150/19	1999	23	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		оп. № 33 – 93	11,274	1	АС-120/19	1999	23	
99	ВЛ 110 кВ Сугуты – Шемурша	оп. № 1 – 122	26,9	2	АС-185/24	1975	47	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
100	ВЛ 110 кВ Тракторная -1		2,76	1	АСО-400	1974	48	АО «Промтрактор»
101	ВЛ 110 кВ Тракторная -2		4,937	1	АСКО-400	1982	40	АО «Промтрактор»
102	ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – ЧЗПТ ГПП-3 II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Тракторная-3 отпайка Кугеси-2)		2,76	2	АСО-400	1974	48	АО «Промтрактор»
103	ВЛ 110 кВ Тракторная -4		4,937	1	АСКО-400	1982	40	АО «Промтрактор»

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок ЛЭП	Длина ЛЭП, км	Количество цепей	Марка провода	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Собственник
104	ВЛ 110 кВ Венец-Тяга №1		0,4	2	АС-120/19	1987	35	ОАО «РЖД»
105	ВЛ 110 кВ Венец-Тяга №2		0,4	2	АС-120/19	1987	35	ОАО «РЖД»
106	ВЛ 110 кВ Химпром-2		6	1	АСКП-185/29	1985	37	ПАО «Химпром»

Таблица 1.9.3. Перечень подстанций напряжением 220 кВ энергосистемы Чувашской Республики и их сводные данные.

№ п/п	Наименование ПС	Классы напряжения	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Установленная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Балансовая принадлежность
1	ПС 220 кВ Абашево	220/10	T-1	ТРДЦН-63000/220	63	1989	33	ПАО «ФСК ЕЭС»
			T-2	ТРДЦН-63000/220	63	1989	33	
			T-3	ТРДЦН-63000/220	63	1991	31	
2	ПС 220 кВ Венец	220/110/6	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110	125	1988	34	ПАО «ФСК ЕЭС»
		110/6	T-1	ТДН-16000/110	16	2016	6	
		110/6	T-2	ТДН-16000/110	16	2016	6	
3	ПС 220 кВ Канаш	220/110/35	АТ-1	АТДЦТНГ-125000/220/110/35	125	1970	52	ПАО «ФСК ЕЭС»
		220/110/6	АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110-У1	125	1982	40	
		110/6	T-1	ТДТН-16000/110	16	1971	51	
		110/6	T-2	ТДТН-16000/110	16	1975	47	
		10/6	T-3	ТМ-3200/10/6	3,2	1995	27	
4	ПС 220 кВ Тюрлема	220/110/10	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110-У1	125	1987	35	ПАО «ФСК ЕЭС»
			АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110-У1	125	1987	35	

Таблица 1.9.4. Перечень подстанций напряжением 110 кВ энергосистемы Чувашской Республики и их сводные данные.

№ п/п	Наименование ПС	Классы напряжения	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Установленная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Балансовая принадлежность
1	ПС 110 кВ Алатырь	110/35/6	T-1	ТДТН-40000/110/35/6-У1	40	1992	30	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/35/6	T-2	ТДТН-40000/110/35/6-У1	40	1995	27	
2	ПС 110 кВ Алгаши	110/10	T-1	ТМН-2500/110/10-73 У1	2,5	1980	42	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТМН-6300/110/10-У1	6,3	1994	28	
3	ПС 110 кВ Алтышево	110/10	T-1	ТМН-2500/110/10-80 У1	2,5	2000	22	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТМН-6300/110/10-80 У1	6,3	1986	36	
4	ПС 110 кВ Киря	110/10	T-1	ТМН-2500/110/10-У1	2,5	2008	14	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТМ-6300/110/10-80 У1	6,3	1968	54	
5	ПС 110 кВ Кожевенная	110/10	T-1	ТМН-6300/110/10	6,3	1995	27	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТМН-6300/110/10	6,3	1996	26	
6	ПС 110 кВ Красные Четаи	110/10	T-1	ТМН-6300/110/10	6,3	1985	37	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/35/10	T-2	ТМН-6300/110/35/10	6,3	1978	44	
7	ПС 110 кВ Кувакино	110/10	T-1	ТМ-2500/110/10	2,5	1979	43	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТМ-2500/110/10	2,5	1979	43	
8	ПС 110 кВ Первомайская	110/10	T-1	ТМН-2500/110/10	2,5	1987	35	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
9	ПС 110 кВ Саланчики	110/10	T-1	ТМН-2500/110/10	2,5	1983	39	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
10	ПС 110 кВ Северная	110/6/6	T-1	ТРНДЦН-25000/16000/110/6-У1	25	1994	28	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
11	ПС 110 кВ Семеновская	110/10	T-1	ТМН-6300/110/10-У1	6,3	1995	27	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТМН-6300/110/10-У1	6,3	1995	27	
12	ПС 110 кВ Хмельмаш	110/10	T-1	ТДН-10000/110/10	10	1983	39	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТДН-10000/110/10	10	1984	38	
13	ПС 110 кВ Ходары	110/10	T-1	ТМН-6300/110/10-У1	6,3	1995	27	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТМН-6300/110/10-У1	6,3	1995	27	
14	ПС 110 кВ Шумерля	110/35/6	T-1	ТДТНГ-15000/110/35/6	15	1963	59	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/6	T-2	ТМН-6300/110/6	6,3	2009	13	
15	ПС 110 кВ Порецкая	110/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	16	2007	15	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТДТН-16000/110/35/10	16	2007	15	
16	ПС 110 кВ Аликово	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110	16	1986	36	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/35/10	T-2	ТДТН-16000/110	16	1981	41	
17	ПС 110 кВ Атлашево	110/10	T-1	ТДН-10000/110	10	1967	55	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/35/10	T-2	ТМТН-6300/110	6,3	1976	46	
18	ПС 110 кВ Бройлерная	110/10	T-1	ТДН-10000/110-70У1	10	1983	39	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТМН-6300/110-70У1	6,3	1986	36	
19	ПС 110 кВ Вурманкасы	110/10/10	T-1	ТРДН-25000/110	25	2017	5	Филиал ПАО «Россети

№ п/п	Наименование ПС	Классы напряжения	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Установленная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Балансовая принадлежность
		110/10/10	T-2	ТРДН-25000/110	25	2017	5	Волга» – «Чувашэнерго»
20	ПС 110 кВ Вурнары	110/10	T-1	ТДТНГ-10000/110	10	1968	54	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/35/10	T-2	ТДТНГ-25000/110	25	1972	50	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-1	ТМ-6300/110	6,3	2011	11	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
21	ПС 110 кВ Динамо	110/10	T-2	ТМ-6300/110	6,3	1983	39	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-1	ТДН-16000/110	16	1983	39	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
22	ПС 110 кВ Заволжская	110/10	T-2	ТДН-16000/110	16	1983	39	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/6	T-1	ТДН-16000/110-76	16	1988	34	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
23	ПС 110 кВ Заовражная	110/6	T-2	ТДН-16000/110-77	16	1984	38	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/6/6	T-1	ТДН-16000/110	16	1972	50	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
24	ПС 110 кВ Западная	110/6/6	T-2	ТРДН-25000/110	25	2005	17	
		110/6/6	T-3	ТРДН-25000/110	25	2011	11	
		110/10	T-1	ТРДН-25000/110	25	1987	35	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
25	ПС 110 кВ Кабельная	110/10	T-2	ТРДН-25000/110	25	1987	35	
		110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110	16	2018	4	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
26	ПС 110 кВ Катраси	110/35/10	T-2	ТДТН-16000/110	16	2019	3	
		110/10/6	T-1	ТДТН-25000/110	25	1989	33	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
27	ПС 110 кВ Кировская	110/10/6	T-2	ТДТН-25000/110	25	1989	33	
		110/35/10	T-1	ТДТН-10000	10	1979	43	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
28	ПС 110 кВ Красноармейская	110/35/10	T-2	ТДТН-10000	10	1980	42	
		110/10	T-1	ТДН-25000/110-У1	25	2019	3	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
29	ПС 110 кВ Кугеси	110/10	T-2	ТДН-25000/110-У1	25	2018	4	
		110/35/10	T-1	ТМТ-6300/110	6,3	1974	48	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
30	ПС 110 кВ Кукшум	110/35/10	T-2	ТМТН-6300/110	6,3	1974	48	
		110/10	T-1	ТДН-16000/10-у-1	16	2012	10	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
31	ПС 110 кВ Лапсары	110/10	T-2	ТДН-16000/110	16	1980	42	
		110/10	T-1	ТМН-6300/110-70У1	6,3	1986	36	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
32	ПС 110 кВ Луч	110/10	T-2	ТМН-6300/110-70У1	6,3	1984	38	
		110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	16	1978	44	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
33	ПС 110 кВ Моргауши	110/35/10	T-2	ТДТН-10000/110	10	1970	52	
		110/10	T-1	ТДТН-10000/110	10	1994	28	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
34	ПС 110 кВ Нискасы	110/10	T-1	ТДТН-10000/110	10	1994	28	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/35/10	T-1	ТДТН-40000/110	40	1983	39	
35	ПС 110 кВ Новая	110/35/10	T-2	ТДТН-40000/110	40	1990	32	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10/10	T-1	ТРДН-40000/110	40	2009	13	
36	ПС 110 кВ Новый город	110/10/10	T-2	ТРДН-40000/110	40	2009	13	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-1	ТМН-6300/110	6,3	1982	40	
37	ПС 110 кВ Октябрьская	110/10	T-2	ТДН-10000/110	10	1975	47	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»

№ п/п	Наименование ПС	Классы напряжения	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Установленная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Балансовая принадлежность
38	ПС 110 кВ Оросительная	110/10	T-1	ТМН-6300	6,3	1983	39	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
39	ПС 110 кВ Парковая	110/6	T-1	ТДН-16000/110-У1	16	1989	33	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/6	T-2	ТДН-16000/110-76	16	1981	41	
40	ПС 110 кВ Радуга	110/10/10	T-1	ТРДН-25000/110-У1	25	2011	11	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/10/10	T-2	ТРДН-25000/110-У1	25	2012	10	
41	ПС 110 кВ Россия	110/10	T-1	КТРУ-5600/110	5,6	1961	61	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/10	T-2	ТМН-6300/110	6,3	1988	34	
42	ПС 110 кВ Светлая	110/10	T-1	ТДН-10000/110-70У1	10	1982	40	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/10	T-2	ТДН-10000/110-70У1	10	1987	35	
43	ПС 110 кВ Стрелка	110/6/6	T-1	ТРДН-25000/110	25	2008	14	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/6/6	T-2	ТРДН-25000/110	25	2008	14	
44	ПС 110 кВ Студенческая	110/6/6	T-1	ТРДН-40000/110	40	2001	21	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/6	T-2	ТДН-16000/110-У1	16	1979	43	
		110/6	T-3	ТДН-16000/110-У1	16	1985	37	
45	ПС 110 кВ Спутник	110/35/10	T-1	ТДТН-40000/110-67	40	1973	49	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/35/10	T-2	ТДТН-40000/110-67	40	1975	47	
46	ПС 110 кВ Сундырь	110/10	T-1	ТМ-6300/110	6,3	1967	55	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/10	T-2	ТДН-10000/110	10	1979	43	
47	ПС 110 кВ Тиньговатово	110/6/6	T-1	ТРДН-25000/110	25	1974	48	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/6/6	T-2	ТРДН-25000/110	25	1974	48	
48	ПС 110 кВ Уржумка	110/35/6	T-1	ТДТН-10000/110	10	1969	53	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/35/6	T-2	ТДТН-10000/110	10	1969	53	
49	ПС 110 кВ Цивильск	110/35/10	T-1	ТДТН-16000	16	1988	34	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/35/10	T-2	ТДТН-16000/110	16	1994	28	
50	ПС 110 кВ Южная	110/6/6	T-1	ТРДН-40000/110-У1	40	2010	12	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/6/6	T-2	ТРДН-40000/110-У1	40	2008	14	
51	ПС 110 кВ ЯМЗ	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110	16	1985	37	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/35/10	T-2	ТДТН-16000/110	16	1985	37	
52	ПС 110 кВ Яндоба	110/10	T-1	ТМН-6300/110	6,3	1983	39	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/10	T-2	ТМН-6300/110	6,3	1983	39	
53	ПС 110 кВ Атнашево	110/10	T-1	ТМТН-6300/110-71 У1	6,3	1993	29	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/10	T-2	ТМН-6300/110-80 У1	6,3	1998	24	
54	ПС 110 кВ Ачаксы	110/10	T-1	ТМТН-6300/110 У1	6,3	1972	50	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/10	T-2	ТМТН-6300/110-81У1	6,3	1984	38	
55	ПС 110 кВ Батырево	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110 У1	25	1975	47	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чуваэнерго»
		110/35/10	T-2	ТДТН-40000/110	40	2005	17	
56	ПС 110 кВ Буинск	110/10	T-1	ТМТ-6300/110	6,3	1963	59	Филиал ПАО «Россети

№ п/п	Наименование ПС	Классы напряжения	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Установленная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Балансовая принадлежность
		110/10	T-2	ТДТМ-10000/110	10	1971	51	Волга» – «Чувашэнерго»
57	ПС 110 кВ Восточная	110/6	T-1	ТДН-10000/110 У1	10	1989	33	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/6	T-2	ТДН-10000/110 У1	10	1990	32	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
58	ПС 110 кВ Дружба	110/10	T-1	ТМН-6300/110 У1	6,3	1976	46	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТМН-6300/110-71 У1	6,3	1980	42	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
59	ПС 110 кВ Ибреси	110/10	T-1	ТДН-10000/110-70 У1	10	2010	12	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТДН-10000/110 У1	10	1998	24	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
60	ПС 110 кВ Кибечи	110/10	T-1	ТДН-10000/110 У1	10	1993	29	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТМ-6300/110 У1	6,3	1993	29	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
61	ПС 110 кВ Комсомольская	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110 У1	16	1995	27	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/35/10	T-2	ТДТН-16000/110 У1	16	1995	27	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
62	ПС 110 кВ Козловка	110/10	T-1	ТДН-10000/110-70 У1	10	1980	42	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТДН-10000/110-70 У1	10	1982	40	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
63	ПС 110 кВ Карглуево	110/10	T-1	ТМН-6300/110 У1	6,3	1977	45	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТМН-6300/110-71 У1	6,3	1979	43	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
64	ПС 110 кВ Лесная	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110-79 У1	10	1980	42	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/35/10	T-2	ТДТН-10000/110-79 У1	10	1982	40	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
65	ПС 110 кВ Маяк	110/10	T-1	ТМН-2500/110-80 У1	2,5	1987	35	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
66	ПС 110 кВ Рассвет	110/10	T-1	ТДН-10000/110 У1	10	1978	44	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТДТН-10000/110 У1	10	2008	14	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
67	ПС 110 кВ Слава	110/10	T-1	ТМН-6300/110-80 У1	6,3	1996	26	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
68	ПС 110 кВ Сугуты	110/10	T-1	ТДТН-10000/110 У1	10	1995	27	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТДТН-10000/110 У1	10	1995	27	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
69	ПС 110 кВ Тормозная	110/6/6	T-1	ТРДН-25000/110-66 У1	25	1972	50	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/6/6	T-2	ТРДН-25000/110-66 У1	25	1975	47	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
70	ПС 110 кВ Урмары	110/35/10	T-1	ТДТН-16000/110 У1	16	1994	28	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/35/10	T-2	ТДТН-25000/110 У1	25	1988	34	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
71	ПС 110 кВ Шоркистры	110/10	T-1	ТМН-2500/110 У1	2,5	1984	38	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/10	T-2	ТМН-2500/110 У1	2,5	1987	35	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
72	ПС 110 кВ Шемурша	110/35/10	T-1	ТДТН-20000/110 У1	20	2007	15	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/35/10	T-2	ТДТН-10000/110 У1	10	1994	28	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
73	ПС 110 кВ Чагаси	110/10	T-1	ТМТН-6300/110 У1	6,3	1992	30	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
74	ПС 110 кВ Яльчики	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110-79 У1	10	1980	42	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
		110/35/10	T-2	ТДТН-10000/110-79 У1	10	1982	40	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»
75	ПС 110 кВ Янтиково	110/35/10	T-1	ТДТН-10000/110 У1	10	1998	24	Филиал ПАО «Россети

№ п/п	Наименование ПС	Классы напряжения	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Установленная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Балансовая принадлежность
		110/35/10	T-2	ТДТН-10000/110 У1	10	1998	24	Волга» – «Чуваэнерго»
76	ПС 110 кВ Мясокомбинат	110/10	T-1	ТМН-6300/110/10	10	н/д	н/д	ООО «Энергоактив»
		110/10	T-2	ТМН-6300/110/10	10	н/д	н/д	
77	ПС 110 кВ Машзавод	110/6	T-1	ТРДН-25000/110/6	25	1985	37	ООО «ПромЛогистика» (ООО «Северные электрические сети» на правах аренды)
		110/6	T-2	ТРДН-25000/110/6	25	1985	37	
78	ПС 110 кВ ВНИИР	110/6	T-1	ТМ-6300/110/6	6,3	1965	57	ИП Пикаев С.В. (ООО «Южные электрические сети» на правах аренды)
		110/6	T-2	ТМ-6300/110/6	6,3	1965	57	
79	ПС 110 кВ Порт	110/6	T-3	ТРДН-25000/110/6	25	1988	34	ПАО «Химпром»
80	ГПП-1 Химпром	110/6	T-1	ТРДЦН-63000/110/6	63	1991	31	ПАО «Химпром»
		110/6	T-2	ТРДЦН-63000/110/6	63	1991	31	
81	ПС 110 кВ Чапаевская	110/6	T-1	ТРДН-40000/110/6	40	1973	49	АО «ЧПО им. В.И. Чапаева»
		110/6	T-2	ТРДН-40000/110/6	40	1973	49	
82	ГПП-1 ХБК	110/6	T-1	ТДТНГ-31500/110/6	31,5	1965	57	ООО «Коммунальные технологии»
		110/6	T-2	ТРДН-32000/110/6	32	1965	57	
83	ГПП-2 ХБК	110/6	T-1	ТРДН-40000/110/6	40	1987	35	ООО «СЗ «Отделфинстрой и Партнеры» (ООО «СК Олимп» на правах аренды)
		110/6	T-2	ТРДН-40000/110/6	40	1987	35	
84	ГПП-1 ЧАЗ	110/6	T-1	ТДН-31500/110/6	31,5	1963	59	ПАО «ЧАЗ»
		110/6	T-2	ТДН-31500/110/6	31,5	1963	59	
85	ГПП-2 ЧАЗ	110/6	T-1	ТРДН-40000/110/6	40	1987	35	ПАО «ЧАЗ»
		110/6	T-2	ТРДН-40000/110/6	40	1987	35	
86	ГПП-1 АО «Промтрактор»	110/10	T-1	ТДН-16000/110/10	16	1974	48	АО «Промтрактор»
		110/10	T-2	ТДН-16000/110/10	16	1974	48	
87	ГПП-2 АО «Промтрактор»	110/10	T-1	ТРДЦН -80000/110/10	80	1982	40	АО «Промтрактор»
		110/10	T-2	ТРДЦН -80000/110/10	80	1982	40	
		110/10	T-3	ТРДЦН -80000/110/10	80	1982	40	
88	ГПП-3 АО «Промтрактор»	110/10	T-1	ТРДЦН-63000/110/10	63	2003	19	АО «Промтрактор»
		110/10	T-2	ТРДЦН-63000/110/10	63	1977	45	
89	ГПП-4 АО «Промтрактор»	110/6	T-1	ТРДН-25000/110/10	25	1986	36	АО «Промтрактор»
90	ПС 110 кВ Хучель	110/6	T-1	ТДН-25000/110/10	25	2019	3	администрация г. Канаш Чувашской Республики
		110/6	T-2	ТДН-25000/110/10	25	2019	3	
91	ПС 110 кВ Шумерля-Тяга	110/27,5/10	T-1	ОРДТНЖ-25000/110/27,5/10	25	1986	36	ОАО «РЖД»
		110/27,5/10	T-2	ОРДТНЖ-25000/110/27,5/10	25	1986	36	
		110/27,5/10	T-3	ОРДТНЖ-25000/110/27,5/10	25	1986	36	
		110/27,5/10	T-4	ОРДТНЖ-25000/110/27,5/10	25	1986	36	

№ п/п	Наименование ПС	Классы напряжения	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Установленная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года	Балансовая принадлежность
92	ПС 110 кВ Тюрлема-Тяга	110/27,5/10	Т-1	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10	40	1986	36	ОАО «РЖД»
		110/27,5/10	Т-2	ОРДТНЖ-25000/110/27,5/10	25	1986	36	
		110/27,5/10	Т-3	ОРДТНЖ-25000/110/27,5/10	25	1986	36	
		110/27,5/10	Т-4	ОРДТНЖ-25000/110/27,5/10	25	1986	36	
		110/27,5/10	Т-5	ТДТНЖ-40000/110/27,5/10	40	1986	36	
93	ПС 110 кВ Канаш-Тяга	110/27,5/10	Т-1	ОРДТНЖ-25000/110/27,5/10	25	1986	36	ОАО «РЖД»
		110/27,5/10	Т-2	ОРДТНЖ-25000/110/27,5/10	25	1986	36	
		110/27,5/10	Т-3	ОРДТНЖ-25000/110/27,5/10	25	1986	36	
		110/27,5/10	Т-5	ОРДТНЖ-25000/110/27,5/10	25	1986	36	
94	ПС 110 кВ ВРЗ	110/6	Т-1	ТМН-10000/110/6	10	н/д	н/д	ООО "КАВАЗ" (ООО «ЭнергоСетьРемонт» на правах аренды)
		110/6	Т-2	ТМ-10000/110/6	10	н/д	н/д	
95	ПС 110 кВ Полимеры	110/6	Т-1	ТМН-10000/110/6	10	н/д	н/д	ООО "КАВАЗ"
		110/6	Т-2	ТМН-10000/110/6	10	н/д	н/д	

Таблица 1.9.5. Перечень трансформаторного оборудования электростанций энергосистемы Чувашской Республики классом напряжения 500-220-110 кВ и сводные данные.

№ п/п	Наименование электростанции	Классы напряжения	Диспетчерское наименование трансформатора	Тип трансформатора	Установленная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01 января 2022 года
1	Чебоксарская ГЭС	525/13,8	1Т	ТЦ-400000\500 - 79У1	400	1986	36
2		525/13,8	2Т	ТЦ-400000\500 - 79У1	400	1985	37
3		525/13,8	3Т	ТЦ-400000\500 - 79У1	400	1983	39
4		242/13,8	4Т	ТЦ-400000\220 - 71У1	400	1980	42
5		242/13,8	5Т	ТЦ-200000\220 - 76У1	200	1984	38
6		500/230/38,36	1АТ ф.А	АОДЦТН-167000\500\220-75У1	167	1978	44
7		500/230/38,36	1АТ ф.В	АОДЦТН-167000\500\220-75У1	167	1978	44
8		500/230/38,36	1АТ ф.С	АОДЦТН-167000\500\220-У1	167	1989	33
9		500/230/38,36	1АТ ф.Р	АОДЦТН-167000\500\220-75У1	167	1978 (с 2003 резерв)	44
10		500/230	2АТ ф.А	АОДЦТН-167000\500\220-75У1	167	1992	30
11		500/230	2АТ ф.В	АОДЦТН-167000\500\220-У1	167	1992	30
12		500/230	2АТ ф.С	АОДЦТН-167000\500\220-У1	167	1992	30
13	Чебоксарская ТЭЦ-2	230/121/10,5	АТ-1	АТДЦТН-200000/110-68	200	1978	44
14		230/121/10,5	АТ-2	АТДЦТН-200000/110-68	200	1982	40
15		121/18	1ГТ	ТДЦ-200000/110	200	1979	43
16		121/10,5	2ГТ	ТДЦ-125000/110-70	125	1981	41
17		121/18	3ГТ	ТДЦ-200000/110-72У1	200	1984	38

18		121/10,5	4ГТ	ТДЦ-125000/110-70У1	125	1986	36
19		115/6,3	01Т	ТРДНС-25000/110	25	1979	43
20		115/6,3	Т-1	ТРДН-32000/110/70У1	32	1974	48
21		115/6,3	Т-2	ТРДН-32000/110/70У1	32	1978	44
22	Новочебоксарская ТЭЦ-3	115/38,5/6,6	С1Т	ТДТН-63000/110-У1	63	2002	20
23		115/38,5/6,3	С2Т	ТДТНГ-60000/110	60	1966	56
24		115/38,5/6,3	2ГТ	ТДТНГ-75000/110	75	1970	52
25		121/10,5	5ГТ	ТДЦ-125000/110-70	125	1980	42
26		121/10,5	6ГТ	ТДЦ-125000/110-70	125	1982	40
27		121/10,5	7ГТ	ТДЦ-125000/110-У1	125	2014	8

В настоящее время доля ЛЭП напряжением 500-220-110 кВ и выше со сроком службы более 25 лет составляет 95 %, из которых 23 % со сроком службы более 50 лет. Структура ВЛ 500-220-110 кВ и выше энергосистемы Чувашской Республики по сроку службы представлена на рисунке 1.9.1.

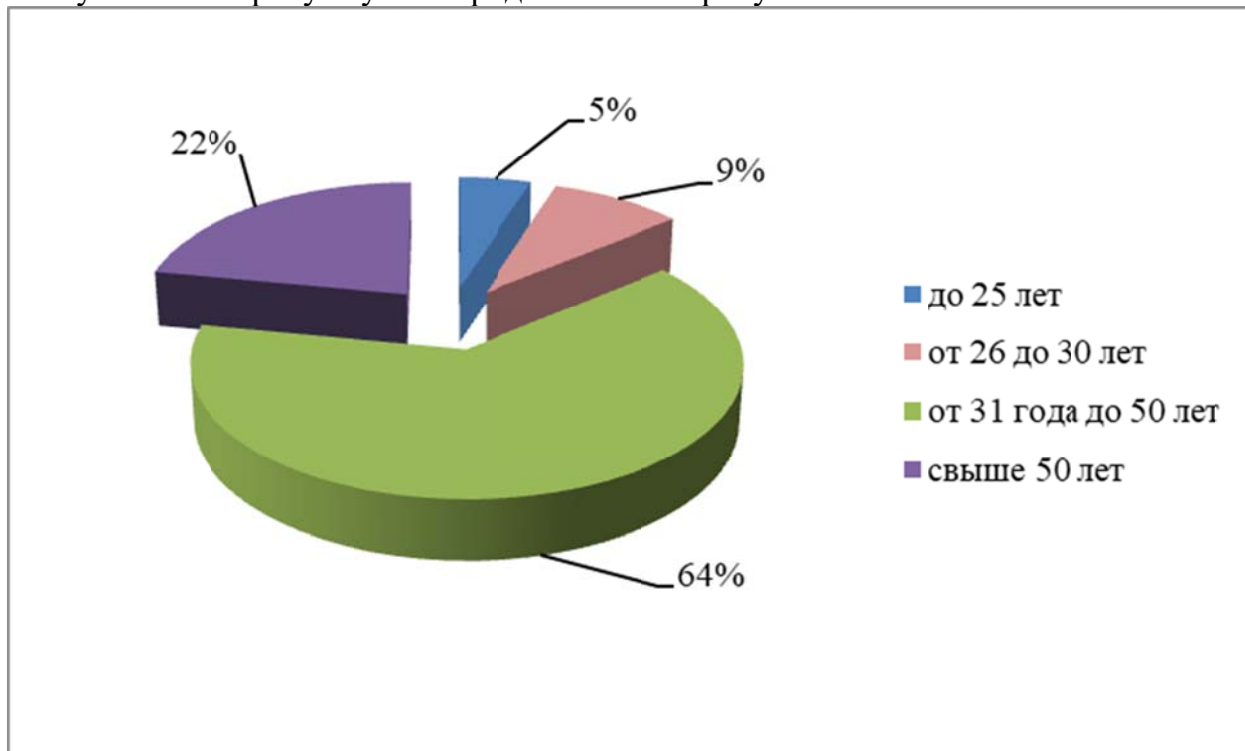


Рисунок 1.9.1. Структура ВЛ 500-220-110 кВ и выше энергосистемы Чувашской Республики по сроку службы

Следует заметить, что ВЛ является сложным устройством, состоящим из ряда элементов, обладающих разными сроками службы. Так, в соответствии со стандартом организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 - 29.240.01.053-2010, утвержденным приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 24 августа 2010 года № 620, установлены следующие нормативные сроки службы элементов ВЛ:

- 1) проводов, грозозащитных тросов, оттяжек опор, линейной арматуры, изоляторов, системы плавки гололеда – 25 лет;
- 2) ОПН – 25 или 30 лет;
- 3) деревянных опор – 30 лет;
- 4) фундаментов и железобетонных опор – 35 лет;
- 5) стальных опор – 50 лет.

Вместе с тем превышение срока эксплуатации ВЛ в 25 и 50 лет не означает необходимости демонтажа ВЛ или ее части, а служит для того, чтобы в процессе дальнейшей эксплуатации было обращено особое внимание на работу указанных ВЛ и необходимость проведения в обязательном порядке обследования их технического состояния для того, чтобы принять решение об их дальнейшей эксплуатации.

Анализ возрастной структуры трансформаторного оборудования подстанций напряжением 220-110 кВ, а также трансформаторного оборудования электрических станций энергосистемы Чувашской Республики показал, что на текущий момент около 83 % трансформаторов/автотрансформаторов находятся в работе более 25 лет, при этом 12 % находятся в работе 26 – 30 лет, 60 % – 31-50 лет, 11 % – свыше 50 лет. Структура трансформаторного оборудования напряжением 110 кВ и выше

энергосистемы Чувашской Республики по сроку службы представлена на рисунке 1.9.2.

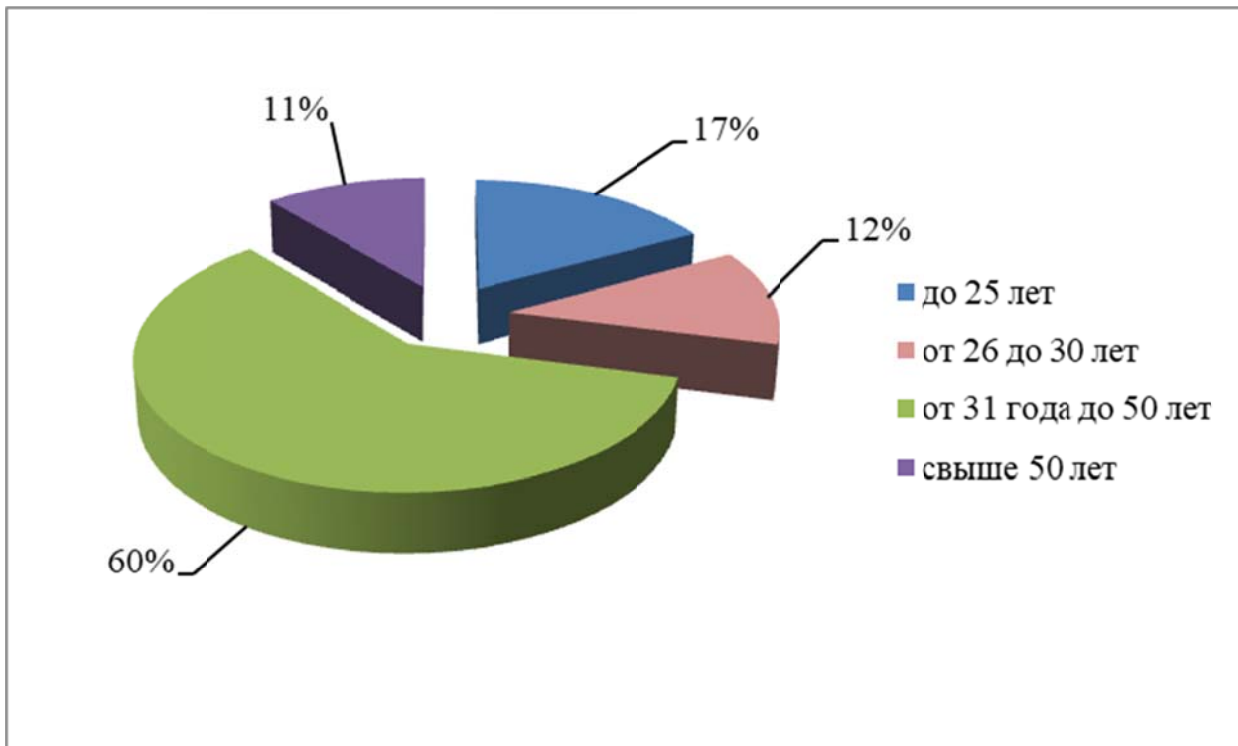


Рисунок 1.9.2. Структура трансформаторного оборудования напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Чувашской Республики по сроку службы

1.10 Перечень основных крупных потребителей электрической энергии и мощности на территории Чувашской Республики с указанием потребления за последние 5 лет

Перечень крупных потребителей электрической энергии и мощности на территории Чувашской Республики с указанием потребления за последние 5 лет приведен в таблице 1.10.1.

Таблица 1.10.1. Перечень крупных потребителей электрической энергии и мощности на территории Чувашской Республики.

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Заявленная мощность на 2021 год, МВт	Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	АО «Алатырский механический завод»	г. Алатырь, Больничный переулок, 14	2,6	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	1,98	2,09	2,26	2,12	2,10
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	0,90	0,85	0,87	н/д	н/д
2	АО «Водоканал»	г. Чебоксары, Мясокомбинатский проезд, 12	8,6	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	52,00	53,00	51,00	49,00	51,00
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
3	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	г. Чебоксары, К.Иванова, 84	80,949	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	453,64	397,63	446,79	361,65	471,92
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	52,00	45,00	51,00	41,00	54,00
4	ООО «ЖБК №9»	г. Чебоксары, Кабельный проезд, 5	2,4	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	4,74	2,67	0,75	0,92	3,61
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	3,10	3,10	3,00	н/д	н/д

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Заявленная мощность на 2021 год, МВт	Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
5	ООО «КАВАЗ»	г. Канаш, ул. Ильича, д.1А, пом. 5,8	4,5	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	0,00	0,00	0,00	0,00	15,13
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	3,99
6	ООО «Керамика»	г. Чебоксары, Базовый проезд, 21а	6,6	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	5,78	5,67	6,06	6,18	5,29
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	0,77	0,72	0,71	0,70	0,75
7	ООО «Керамика»	г. Новочебоксарск, Промышленная 63, Промышленная, 54	29,1	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	18,23	19,08	19,04	17,93	19,62
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	26,87	25,82	28,07	26,46	29,10
8	ПАО «Химпром»	г. Новочебоксарск, ул. Промышленная, 101	60	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	460,97	466,99	467,22	457,55	435,57
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	57,00	57,00	56,50	58,30	57,80

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Заявленная мощность на 2021 год, МВт	Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
9	АО «Транснефть-Прикамье» НПС «Тиньговатово»	Цивильский район, Конарское сельское поселение, п. Конар, ул. Николаева, д. 17	19	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	70,11	67,14	80,70	58,70	71,00
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	13,40	12,94	16,80	14,57	13,04
10	АО «Чебоксарский электроаппаратный завод»	г. Чебоксары, пр. И.Я. Яковлева, д.5	4,5	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	13,72	12,54	11,07	10,14	10,20
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	4,83	4,81	4,20	4,00	4,00
11	Муниципальное унитарное предприятие «Чебоксарское троллейбусное управление»	г. Чебоксары, ул. Энгельса, 27	20,5	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	42,392	38,027	38,338	34,059	33,711
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	10,90	10,80	10,10	10,10	10,00
12	АО «ЧПО им.В.И. Чапаева»	г. Чебоксары, Социалистическая, д.1	9	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	30,4	29,70	28,7	25	25,1
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	11,60	10,70	9,70	9,40	9,00

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Заявленная мощность на 2021 год, МВт	Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
13	АО «Завод «Чувашкабель»	г. Чебоксары, Кабельный проезд, 7	11,1	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	11,80	11,69	11,23	10,54	10,60
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	2,60	2,50	2,40	2,40	3,56
14	ООО НПП «ЭКРА»	г. Чебоксары, пр. И.Я. Яковлева, д.5	2,4	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	2,00	2,45	2,30	2,19	2,30
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
15	Горьковская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД»	Тяговая подстанция Шумерля, г.Шумерля, ул.	36,376	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	266,03	262,55	237,12	188,07	220,37

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Заявленная мощность на 2021 год, МВт	Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
		Промышленная, д. 6. Тяговая подстанция Канаш, г. Канаш, ул. Красноармейская, д. 78 Тяговая подстанция Тюрлема, Козловский район, ст.Тюрлема		Максимальное потребление электрической мощности, МВт	47,54	44,03	41,39	34,26	36,38
16	АО «ПРОМТРАКТОР»	г. Чебоксары, пр. Тракторостроителей, 101	179	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	144,60	157,50	193,50	143,00	169,60
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	35,10	46,50	45,40	32,00	н/д
17	ООО «ЧАЗ»	г. Чебоксары, ул. К.Маркса, д. 52Б	75,1	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	118,20	114,90	125,50	113,91	130,15
				Максимальное потребление электрической мощности, МВт	30,80	31,10	30,50	н/д	н/д

Глава 2. Характеристика функционирования энергосистемы Чувашской Республики и анализ режимов работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше за отчетный пятилетний период

2.1 Анализ режима работы энергосистемы Чувашской Республики по отчетным данным по состоянию на 2021 год

В таблицах 2.1.1-2.1.4 представлены результаты расчетов для нормального режима работы сети энергосистемы Чувашской Республики для зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок.

В таблицах с результатами расчетов электроэнергетических режимов указаны следующие параметры режима:

ДДТН, А – длительно-допустимое значение токовой нагрузки контролируемого элемента с учетом температуры окружающего воздуха, А;

Р, МВт – переток активной мощности по контролируемому элементу, МВт;

Q, МВар – переток реактивной мощности по контролируемому элементу, МВар;

I, А – значение тока в контролируемом элементе при указанном режиме, А;

V_{нач}, кВ – значение напряжения в начале контролируемого элемента электрической сети, кВ;

V_{кон}, кВ – значение напряжения в конце контролируемого элемента электрической сети, кВ;

I/I_{ддтн} – процентное соотношение расчетного тока к длительно допустимому значению, %.

Таблица 2.1.1. Результаты расчетов при нормальном режиме работы сети энергосистемы Чувашской Республики для зимних максимальных нагрузок 2021 года

Контролируемый элемент	ДДТН, А	Р, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I/Ддтн, %
1АТ Чебоксарской ГЭС	649	-142,27	-82,70	187,25	507,39	498,21	28,87
2АТ Чебоксарской ГЭС	649	-141,44	-80,40	185,14	507,34	498,25	28,54
АТ-1 Чебоксарской ТЭЦ-2	569	-81,20	-53,20	245,85	227,98	116,47	43,23
АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2	569	-81,05	-53,19	245,50	227,98	116,47	43,17
АТ-1 ПС 220 кВ Тюрлема	353	-46,48	-2,26	116,74	230,14	118,44	33,12
АТ-2 ПС 220 кВ Тюрлема	353	-47,28	-2,26	118,75	230,14	118,44	33,69
АТ-1 ПС 220 кВ Канаш	353	-60,51	-17,76	160,91	226,26	116,00	45,65
АТ-2 ПС 220 кВ Канаш	351	-49,16	-27,10	143,24	226,25	116,00	40,77
АТ-1 ПС 220 кВ Венец	353	-47,60	-20,67	133,48	224,45	115,23	37,87
ВЛ 220 кВ Помары - Тюрлема	890	93,26	3,49	234,12	230,14	232,06	26,30
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Чебоксарская ТЭЦ-2 I цепь	1000	77,27	51,26	234,84	227,98	229,45	23,48
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Чебоксарская ТЭЦ-2 II цепь	1000	84,97	55,12	256,51	227,98	229,49	25,65
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Тюрлема	1000	0,50	1,03	25,98	230,14	229,46	2,60
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС – Венец с отпайкой на ПС Абашево	1000	-48,01	-6,74	133,48	229,28	224,45	13,35
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Канаш I цепь	1000	82,26	6,68	210,59	226,26	229,49	21,06
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Канаш II цепь с отпайкой на ПС Абашево	1000	-108,15	-2,76	272,27	229,49	229,15	27,23
ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тиньговатово – Октябрьская	528	17,22	4,66	89,55	115,03	115,54	16,97
ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Октябрьская – Картлуево	446	20,27	5,41	104,85	115,54	117,26	23,49
ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево с отпайкой на ПС Козловка (ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево)	446	22,29	5,46	112,97	117,26	118,13	25,31
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-1)	581	49,52	14,07	256,32	115,97	116,47	44,15
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-2)	581	48,06	15,48	251,42	115,95	116,46	43,31
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город № 1 с отпайкой на ГПП-1 ПАО «Химпром» (ВЛ 110 кВ Чебоксары-1)	600	-5,88	-10,37	61,77	116,00	115,31	10,29
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город №2 участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Спутник (ВЛ 110 кВ Чебоксары-2 участок ТЭЦ-3 – Спутник)	600	12,66	-4,96	68,83	115,25	115,24	11,47
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город №2 участок Новый город – Спутник (ВЛ 110 кВ Чебоксары-2 участок Новый город – Спутник)	600	-14,73	-12,60	97,83	116,00	115,25	16,31
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Новый город I цепь (ВЛ 110 кВ Городская-1)	600	15,23	13,45	101,12	116,00	116,47	16,85
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Новый город II цепь с отпайкой на ПС Светлая (ВЛ 110 кВ Городская-2)	581	-12,75	-12,45	88,80	116,09	116,00	15,30

Контролируемый элемент	ДДТН, А	Р, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I/Ддтн, %
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новая	581	42,34	1,62	213,38	114,65	115,24	36,76
ВЛ 110 кВ Катраси – Новая	581	29,86	-0,56	152,71	113,00	114,65	26,31
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Катраси участок Чебоксарская ТЭЦ-2 – Луч с отпайкой на ПС Светлая (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 – Катраси участок ТЭЦ-2 – Луч)	581	37,11	5,10	188,78	114,56	114,56	32,52
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Катраси участок Катраси – Луч (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 – Катраси участок Катраси – Луч)	581	32,64	4,01	168,00	113,00	114,55	28,94
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – ГПП-2 ХБК I цепь с отпайками	787	-12,57	-5,70	68,53	116,47	116,43	8,71
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – ГПП-2 ХБК II цепь с отпайками	787	-24,83	-9,93	132,66	116,46	116,40	16,86
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2-Кугеси I цепь с отпайками	581	-20,26	-5,11	103,64	116,46	116,42	17,85
ВЛ 110 кВ Тракторная-3 отпайка Кугеси-2	600	-42,81	-16,71	227,83	116,47	116,46	37,97
ВЛ 110 кВ Катраси - Венец участок Катраси - Моргауши	503	9,46	-2,82	51,65	112,89	113,00	10,27
ВЛ 110 кВ Катраси - Венец участок Саланчики - Венец	503	-6,73	-6,24	47,79	115,22	114,66	9,50
ВЛ 110 кВ Венец - Порецкая участок Венец - Алгаши	503	17,53	2,16	89,23	114,28	115,23	17,74
ВЛ 110 кВ Алатырь - Порецкая участок Алатырь - Кувакино	503	10,80	1,30	56,45	111,21	111,70	11,22
ВЛ 110 кВ Канаш - Буинск участок Канаш - Чагаси	498	-22,99	-5,74	118,53	116,00	115,30	23,80
ВЛ 110 кВ Канаш - Буинск участок Ибреси - Буинск	600	-12,58	-2,73	66,11	113,78	113,26	11,02
ВЛ 110 кВ Канаш - Батырево I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Батырево-1)	600	-22,21	-3,70	112,07	116,00	116,00	18,68
ВЛ 110 кВ Канаш - Батырево II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Батырево-2)	600	-21,58	-3,50	108,82	116,00	116,00	18,14
ВЛ 110 кВ Канаш - Канаш-Тяга I цепь (ВЛ 110 кВ Канаш-Тяга-1)	600	-10,43	-2,26	53,58	116,00	115,46	8,93
ВЛ 110 кВ Канаш - Канаш-Тяга II цепь (ВЛ 110 кВ Канаш-Тяга-2)	600	-10,37	-2,38	53,44	116,00	115,46	8,91
ВЛ 110 кВ Тиньговатово - Заволжская участок Тиньговатово - Цивильск	426	-19,17	-3,33	98,29	115,02	113,96	23,09
ВЛ 110 кВ Тиньговатово - Заволжская участок Заволжская - Красноармейская	503	-2,33	1,22	13,38	113,50	113,50	2,66
ВЛ 110 кВ Катраси - Заволжская	503	-1,34	4,97	26,28	113,00	113,50	5,22
ВЛ 110 кВ Заволжская - Венец участок Заволжская - Яндоба	503	-1,72	5,31	28,39	113,50	113,72	5,64
ВЛ 110 кВ Заволжская - Венец участок Венец - Аликово	503	-2,94	-4,68	34,69	115,22	114,03	6,89
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга I цепь с отпайками (Шумерля-1)	600	-1,91	0,60	10,05	115,23	115,23	1,67
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга I цепь с отпайками (Шумерля-1)	581	-3,87	0,21	19,52	115,46	115,31	3,36
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга II цепь с отпайками (Шумерля-2)	600	-4,94	-0,42	24,87	115,22	115,20	4,15
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга II цепь с отпайками (Шумерля-2)	581	-5,70	-0,21	28,86	115,46	115,21	4,97
ВЛ 110 кВ Канаш - Динамо	503	5,14	-8,26	53,98	116,00	115,21	10,73
ВЛ 110 кВ Тиньговатово - Динамо	503	-7,30	8,69	56,96	115,03	115,21	11,32
ВЛ 110 кВ Канаш - Тюрлема участок Канаш - Кибечи	581	12,06	-0,06	60,07	116,00	116,28	10,35
ВЛ 110 кВ Канаш - Тюрлема участок Тюрлема - Урмары	581	24,03	0,80	118,30	117,32	118,44	20,38

Контролируемый элемент	ДДТН, А	Р, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I/Ддтн, %
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Тиньговатово участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Бройлерная с отпайкой на ПС Атлашево (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 – Тиньговатово участок ТЭЦ-3 – Бройлерная)	600	18,63	-6,83	101,05	115,07	115,24	16,84

Таблица 2.1.2. Результаты расчетов при нормальном режиме работы сети энергосистемы Чувашской Республики для зимних минимальных нагрузок 2021 года

Контролируемый элемент	ДДТН, А	Р, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I/Ддтн, %
1АТ Чебоксарской ГЭС	649	-93,48	-49,76	120,33	508,09	502,58	18,55
2АТ Чебоксарской ГЭС	649	-93,29	-47,94	119,21	508,00	502,58	18,38
АТ-1 Чебоксарской ТЭЦ-2	569	-11,88	-46,67	120,71	230,34	118,15	21,22
АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2	569	-11,76	-46,67	120,63	230,34	118,15	21,21
АТ-1 ПС 220 кВ Тюрлема	353	-36,31	0,88	90,51	231,68	119,73	25,68
АТ-2 ПС 220 кВ Тюрлема	353	-36,86	0,91	91,89	231,69	119,73	26,07
АТ-1 ПС 220 кВ Канаш	353	-33,47	-14,33	91,24	230,39	118,48	25,88
АТ-2 ПС 220 кВ Канаш	351	-27,28	-24,33	91,61	230,39	118,48	26,07
АТ-1 ПС 220 кВ Венец	353	-30,13	-17,93	88,79	227,99	117,42	25,19
ВЛ 220 кВ Помары - Тюрлема	890	95,10	-9,63	240,39	231,68	232,38	27,01
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Чебоксарская ТЭЦ-2 I цепь	1000	11,46	44,96	116,29	230,34	231,34	11,63
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Чебоксарская ТЭЦ-2 II цепь	1000	12,18	48,38	125,04	230,34	231,36	12,50
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Тюрлема	1000	-21,92	7,84	58,02	231,69	231,34	5,80
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС – Венец с отпайкой на ПС Абашево	1000	-30,29	-2,18	88,79	231,30	227,99	8,88
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Канаш I цепь	1000	56,60	-1,46	144,70	230,39	231,38	14,47
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Канаш II цепь с отпайкой на ПС Абашево	1000	-84,68	14,58	214,41	231,36	231,35	21,44
ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тиньговатово – Октябрьская	528	8,88	5,91	52,46	117,40	117,77	9,94
ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Октябрьская – Картлуево	446	10,89	6,16	61,33	117,77	118,95	13,74
ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево с отпайкой на ПС Козловка (ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево)	446	12,23	5,98	66,08	118,95	119,54	14,81
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-1)	581	29,02	10,47	151,17	117,84	118,15	26,04
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-2)	581	25,15	9,95	132,48	117,86	118,14	22,82
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город № 1 с отпайкой на ГПП-1 ПАО «Химпром» (ВЛ 110 кВ Чебоксары-1)	600	2,54	-8,31	45,27	117,86	117,46	7,55

Контролируемый элемент	ДТН, А	Р, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I/Дтн, %
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город №2 участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Спутник (ВЛ 110 кВ Чебоксары-2 участок ТЭЦ-3 – Спутник)	600	14,22	-5,08	74,95	117,39	117,40	12,49
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город №2 участок Новый город – Спутник (ВЛ 110 кВ Чебоксары-2 участок Новый город – Спутник)	600	-2,62	-10,55	55,33	117,86	117,39	9,22
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Новый город I цепь (ВЛ 110 кВ Городская-1)	600	4,01	10,64	55,71	117,86	118,15	9,29
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Новый город II цепь с отпайкой на ПС Светлая (ВЛ 110 кВ Городская-2)	581	-1,31	-9,99	49,58	117,91	117,86	8,54
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новая	581	37,43	-0,43	184,80	116,95	117,40	31,83
ВЛ 110 кВ Катраси – Новая	581	28,58	-3,11	144,10	115,71	116,95	24,82
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Катраси участок Чебоксарская ТЭЦ-2 – Луч с отпайкой на ПС Светлая (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 – Катраси участок ТЭЦ-2 – Луч)	581	29,89	2,25	148,26	116,72	116,73	25,54
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Катраси участок Катраси – Луч (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 – Катраси участок Катраси – Луч)	581	24,70	1,39	123,42	115,71	116,72	21,26
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – ГПП-2 ХБК I цепь с отпайками	787	-13,65	-5,76	72,46	118,15	118,11	9,21
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – ГПП-2 ХБК II цепь с отпайками	787	-13,54	-5,64	71,77	118,14	118,11	9,12
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Кугеси I цепь с отпайками	581	-14,70	-4,90	75,76	118,14	118,11	13,05
ВЛ 110 кВ Тракторная-3 отпайка Кугеси-2	600	-24,99	-10,09	131,69	118,15	118,15	21,95
ВЛ 110 кВ Катраси - Венец участок Катраси - Моргауши	503	10,58	-3,87	57,64	115,64	115,71	11,46
ВЛ 110 кВ Катраси - Венец участок Саланчики - Венец	503	-0,90	-6,76	36,14	117,42	117,02	7,18
ВЛ 110 кВ Венец - Порецкая участок Венец - Алгаши	503	10,31	0,51	50,94	116,95	117,42	10,13
ВЛ 110 кВ Алатырь - Порецкая участок Алатырь - Кувакино	503	5,54	0,94	28,12	115,43	115,67	5,59
ВЛ 110 кВ Канаш - Буинск участок Канаш - Чагаси	498	-13,12	-3,02	66,23	118,48	118,10	13,30
ВЛ 110 кВ Канаш - Буинск участок Ибреси - Буинск	600	-8,02	-1,81	41,39	117,23	116,89	6,90
ВЛ 110 кВ Канаш - Батырево I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Батырево-1)	600	-11,80	-2,31	58,59	118,48	118,48	9,77
ВЛ 110 кВ Канаш - Батырево II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Батырево-2)	600	-11,25	-2,11	55,77	118,48	118,48	9,30
ВЛ 110 кВ Канаш - Канаш-Тяга I цепь (ВЛ 110 кВ Канаш-Тяга-1)	600	-9,47	-2,91	48,92	118,48	117,96	8,15
ВЛ 110 кВ Канаш - Канаш-Тяга II цепь (ВЛ 110 кВ Канаш-Тяга-2)	600	-9,41	-3,06	48,86	118,48	117,96	8,14
ВЛ 110 кВ Тиньговатово - Заволжская участок Тиньговатово - Цивильск	426	-13,41	-3,48	69,12	117,39	116,57	16,24
ВЛ 110 кВ Тиньговатово - Заволжская участок Заволжская - Красноармейская	503	-2,01	0,45	10,22	116,17	116,16	2,03
ВЛ 110 кВ Катраси - Заволжская	503	-4,47	6,54	39,51	115,71	116,16	7,85
ВЛ 110 кВ Заволжская - Венец участок Заволжская - Яндоба	503	-4,88	6,22	39,29	116,16	116,32	7,81
ВЛ 110 кВ Заволжская - Венец участок Венец - Аликово	503	1,28	-5,26	34,52	117,42	116,54	6,86
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга I цепь с отпайками (Шумерля-1)	600	-1,74	1,94	12,81	117,42	117,44	2,13
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга I цепь с отпайками (Шумерля-1)	581	-3,81	-0,88	20,32	117,96	117,73	3,50

Контролируемый элемент	ДТН, А	Р, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I/Дтн, %
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга II цепь с отпайками (Шумерля-2)	600	-3,45	1,20	17,95	117,42	117,42	2,99
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга II цепь с отпайками (Шумерля-2)	581	-5,14	-1,17	26,88	117,96	117,67	4,63
ВЛ 110 кВ Канаш - Динамо	503	8,38	-10,73	71,64	118,48	117,63	14,24
ВЛ 110 кВ Тиньговатово - Динамо	503	-9,92	11,40	74,29	117,40	117,62	14,77
ВЛ 110 кВ Канаш - Тюрлема участок Канаш - Кибечи	581	12,87	-1,74	63,67	118,48	118,69	10,97
ВЛ 110 кВ Канаш - Тюрлема участок Тюрлема - Урмары	581	15,95	-1,73	78,33	119,22	119,73	13,49
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Тиньговатово участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Бройлерная с отпайкой на ПС Атлашево (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 – Тиньговатово участок ТЭЦ-3 – Бройлерная)	600	22,70	-10,34	124,50	117,35	117,40	20,75

Таблица 2.1.3. Результаты расчетов при нормальном режиме работы сети энергосистемы Чувашской Республики для летних максимальных нагрузок 2021 года

Контролируемый элемент	ДТН, А	Р, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I/Дтн, %
1АТ Чебоксарской ГЭС	537	-164,48	-74,96	203,41	513,06	504,92	37,87
2АТ Чебоксарской ГЭС	537	-162,99	-73,35	201,14	513,04	504,93	37,45
АТ-1 Чебоксарской ТЭЦ-2	471	-89,05	-70,04	283,62	230,63	116,81	60,23
АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2	471	-88,90	-70,01	283,28	230,63	116,82	60,15
АТ-1 ПС 220 кВ Тюрлема	292	-38,54	3,42	95,52	233,83	121,20	32,72
АТ-2 ПС 220 кВ Тюрлема	292	-39,14	3,52	97,03	233,84	121,20	33,24
АТ-1 ПС 220 кВ Канаш	292	-46,20	-17,04	123,42	230,36	118,21	42,28
АТ-2 ПС 220 кВ Канаш	291	-37,53	-26,63	115,34	230,36	118,22	39,64
АТ-1 ПС 220 кВ Венец	292	-36,67	-18,41	103,57	228,73	117,78	35,48
ВЛ 220 кВ Помары - Тюрлема	704	101,50	-8,39	253,31	233,83	234,77	35,99
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Чебоксарская ТЭЦ-2 I цепь	821	84,99	67,39	271,51	230,63	232,48	33,06
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Чебоксарская ТЭЦ-2 II цепь	821	92,97	72,67	295,39	230,63	232,52	35,97
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Тюрлема	821	-23,83	1,47	63,86	233,84	232,49	7,78
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС – Венец с отпайкой на ПС Абашево	984	-36,91	-2,93	103,57	232,41	228,73	10,52
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Канаш I цепь	817	59,90	5,95	150,86	230,36	232,52	18,46
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Канаш II цепь с отпайкой на ПС Абашево	852	-98,01	4,52	243,62	232,52	232,32	28,60
ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тиньговатово – Октябрьская	417	24,86	4,38	124,56	117,03	117,68	29,86
ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Октябрьская – Карглуево	353	27,07	5,81	135,82	117,68	119,83	38,49
ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Карглуево с отпайкой на ПС Козловка (ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Карглуево)	353	28,10	5,73	138,18	119,83	120,86	39,15

Контролируемый элемент	ДДТН, А	Р, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I/Ддтн, %
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-1)	459	41,64	13,75	217,56	116,37	116,81	47,40
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-2)	459	37,70	12,74	197,39	116,40	116,80	43,00
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город № 1 с отпайкой на ГПП-1 ПАО «Химпром» (ВЛ 110 кВ Чебоксары-1)	520	-13,94	-5,85	76,09	116,40	115,78	14,63
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город №2 участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Спутник (ВЛ 110 кВ Чебоксары-2 участок ТЭЦ-3 – Спутник)	520	2,98	2,35	18,97	115,61	115,73	3,65
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город №2 участок Новый город – Спутник (ВЛ 110 кВ Чебоксары-2 участок Новый город – Спутник)	520	-22,43	-10,67	124,10	116,40	115,61	23,86
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Новый город I цепь (ВЛ 110 кВ Городская-1)	520	20,98	9,07	113,37	116,40	116,81	21,79
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Новый город II цепь с отпайкой на ПС Светлая (ВЛ 110 кВ Городская-2)	459	-19,03	-8,75	103,92	116,48	116,40	22,64
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новая	459	22,18	2,72	111,84	115,37	115,73	24,37
ВЛ 110 кВ Катраси – Новая	459	14,95	1,67	75,93	114,37	115,37	16,54
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 –Катраси участок Чебоксарская ТЭЦ-2 – Луч с отпайкой на ПС Светлая (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 –Катраси участок ТЭЦ-2 – Луч)	459	25,33	4,16	128,37	115,45	115,46	27,97
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 –Катраси участок Катраси – Луч (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 –Катраси участок Катраси – Луч)	459	22,37	3,26	114,14	114,37	115,45	24,87
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – ГПП-2 ХБК I цепь с отпайками	622	-9,27	-2,94	48,13	116,81	116,79	7,74
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – ГПП-2 ХБК II цепь с отпайками	622	-16,14	-6,29	85,70	116,80	116,77	13,77
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2-Кугеси I цепь с отпайками	459	-17,81	-7,24	95,06	116,80	116,76	20,71
ВЛ 110 кВ Тракторная-3 отпайка Кугеси-2	600	-36,23	-15,55	194,89	116,81	116,81	32,48
ВЛ 110 кВ Катраси - Венец участок Катраси - Моргауши	398	-1,72	-4,64	28,44	114,82	114,37	7,15
ВЛ 110 кВ Катраси - Венец участок Саланчики - Венец	398	-8,46	-5,60	51,23	117,77	117,20	12,88
ВЛ 110 кВ Венец - Порецкая участок Венец - Алгаши	398	11,62	1,25	57,59	117,19	117,78	14,48
ВЛ 110 кВ Алатырь - Порецкая участок Алатырь - Кувакино	398	7,44	1,27	37,81	115,20	115,54	9,50
ВЛ 110 кВ Канаш - Буинск участок Канаш - Чагаси	498	-14,43	-2,97	72,48	118,22	117,81	14,55
ВЛ 110 кВ Канаш - Буинск участок Ибреси - Буинск	520	-9,32	-0,93	46,71	116,90	116,59	8,98
ВЛ 110 кВ Канаш - Батырево I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Батырево-1)	520	-14,57	-4,19	74,03	118,21	118,21	14,23
ВЛ 110 кВ Канаш - Батырево II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Батырево-2)	520	-14,14	-3,98	71,73	118,22	118,21	13,79
ВЛ 110 кВ Канаш - Канаш-Тяга I цепь (ВЛ 110 кВ Канаш-Тяга-1)	600	-7,72	-1,47	38,82	118,21	117,82	6,47
ВЛ 110 кВ Канаш - Канаш-Тяга II цепь (ВЛ 110 кВ Канаш-Тяга-2)	600	-7,76	-1,56	39,11	118,22	117,82	6,52
ВЛ 110 кВ Тиньговатово - Заволжская участок Тиньговатово - Цивильск	337	-15,13	-3,47	77,41	117,03	116,14	23,00
ВЛ 110 кВ Тиньговатово - Заволжская участок Заволжская - Красноармейская	398	-6,10	0,48	30,52	115,78	115,73	7,67
ВЛ 110 кВ Катраси - Заволжская	398	7,36	5,80	47,31	114,37	115,73	11,89

Контролируемый элемент	ДДТН, А	Р, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I/Ддтн, %
ВЛ 110 кВ Заволжская - Венец участок Заволжская - Яндоба	398	2,46	5,46	29,89	115,73	116,07	7,51
ВЛ 110 кВ Заволжская - Венец участок Венец - Аликово	398	-4,81	-4,38	37,81	117,77	116,47	9,50
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга I цепь с отпайками (Шумерля-1)	520	-1,22	-0,62	6,92	117,78	117,77	1,33
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга I цепь с отпайками (Шумерля-1)	459	-3,19	0,56	15,85	117,82	117,72	3,45
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга II цепь с отпайками (Шумерля-2)	520	-1,47	-0,15	7,32	117,77	117,77	1,41
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга II цепь с отпайками (Шумерля-2)	459	-3,25	1,10	16,80	117,82	117,76	3,66
ВЛ 110 кВ Канаш - Динамо	398	0,10	-6,34	37,53	118,21	117,30	9,43
ВЛ 110 кВ Тиньговатово - Динамо	398	-1,19	7,45	37,21	117,03	117,30	9,35
ВЛ 110 кВ Канаш - Тюрлема участок Канаш - Кибечи	459	19,84	2,21	97,48	118,21	118,80	21,24
ВЛ 110 кВ Канаш - Тюрлема участок Тюрлема - Урмары	459	21,07	1,71	101,56	120,17	121,20	22,13
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Тиньговатово участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Бройлерная с отпайкой на ПС Атлашево (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 – Тиньговатово участок ТЭЦ-3 – Бройлерная)	479	0,21	-4,94	28,75	116,17	115,73	6,00

Таблица 2.1.4. Результаты расчетов при нормальном режиме работы сети энергосистемы Чувашской Республики для летних минимальных нагрузок 2021 года

Контролируемый элемент	ДДТН, А	Р, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I/Ддтн, %
1АТ Чебоксарской ГЭС	537	-90,85	-38,68	109,73	519,51	515,36	20,43
2АТ Чебоксарской ГЭС	537	-92,25	-37,40	110,64	519,44	515,33	20,60
АТ-1 Чебоксарской ТЭЦ-2	471	-68,82	-59,24	222,47	235,66	120,21	47,24
АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2	471	-68,79	-59,28	222,49	235,66	120,21	47,24
АТ-1 ПС 220 кВ Тюрлема	292	-28,14	1,63	68,37	238,01	123,07	23,42
АТ-2 ПС 220 кВ Тюрлема	292	-28,52	1,69	69,30	238,02	123,07	23,74
АТ-1 ПС 220 кВ Канаш	292	-30,80	-14,94	83,56	236,51	121,64	28,63
АТ-2 ПС 220 кВ Канаш	291	-25,10	-25,47	87,28	236,51	121,65	30,00
АТ-1 ПС 220 кВ Венец	292	-26,59	-17,21	78,04	234,34	120,92	26,74
ВЛ 220 кВ Помары - Тюрлема	704	91,25	-10,27	225,32	238,01	238,52	32,01
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Чебоксарская ТЭЦ-2 I цепь	821	67,26	56,99	215,98	235,66	237,16	26,30
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Чебоксарская ТЭЦ-2 II цепь	821	70,36	61,54	229,00	235,66	237,18	27,89
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Тюрлема	821	-34,59	6,96	85,59	238,02	237,16	10,42
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС – Венец с отпайкой на ПС Абашево	984	-26,72	-0,31	78,04	237,16	234,34	7,93
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Канаш I цепь	817	38,58	1,53	96,94	236,51	237,20	11,86
ВЛ 220 кВ Чебоксарская ГЭС - Канаш II цепь с отпайкой на ПС Абашево	852	-78,94	12,42	194,53	237,18	237,15	22,84

Контролируемый элемент	ДТН, А	Р, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I/дтн, %
ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тиньговатово – Октябрьская	417	21,51	2,42	104,16	119,96	120,46	24,97
ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Октябрьская – Картлуево	353	23,61	2,54	113,80	120,46	122,07	32,25
ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево с отпайкой на ПС Козловка (ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево)	353	24,32	2,27	115,51	122,07	122,83	32,73
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-1)	459	20,07	7,07	102,36	120,00	120,21	22,30
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-2)	459	17,84	8,30	94,67	120,00	120,21	20,63
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город № 1 с отпайкой на ГПП-1 ПАО «Химпром» (ВЛ 110 кВ Чебоксары-1)	520	-12,92	-16,80	104,68	119,50	118,34	20,12
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город №2 участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Спутник (ВЛ 110 кВ Чебоксары-2 участок ТЭЦ-3 – Спутник)	520	5,56	-6,24	42,38	117,98	117,82	8,15
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город №2 участок Новый город – Спутник (ВЛ 110 кВ Чебоксары-2 участок Новый город – Спутник)	520	-28,20	-27,38	191,40	119,50	117,99	36,79
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Новый город I цепь (ВЛ 110 кВ Городская-1)	520	20,97	22,24	147,68	119,50	120,21	28,39
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – Новый город II цепь с отпайкой на ПС Светлая (ВЛ 110 кВ Городская-2)	459	-20,59	-22,16	146,16	119,64	119,50	31,84
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новая	459	6,97	-4,86	42,61	117,91	117,83	9,28
ВЛ 110 кВ Катраси – Новая	459	5,59	-3,93	37,09	118,11	117,91	8,08
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 –Катраси участок Чебоксарская ТЭЦ-2 – Луч с отпайкой на ПС Светлая (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 –Катраси участок ТЭЦ-2 – Луч)	459	14,25	5,30	73,73	119,02	119,03	16,06
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 –Катраси участок Катраси – Луч (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-2 –Катраси участок Катраси – Луч)	459	13,76	5,73	72,84	118,12	119,02	15,87
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – ГПП-2 ХБК I цепь с отпайками	622	-10,21	-6,68	58,71	120,21	120,18	9,44
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 – ГПП-2 ХБК II цепь с отпайками	622	-11,16	-6,44	62,02	120,21	120,17	9,97
ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2-Кугеси I цепь с отпайками	459	-10,95	-5,07	58,04	120,21	120,18	12,64
ВЛ 110 кВ Тракторная-3 отпайка Кугеси-2	600	-10,10	-3,46	51,29	120,21	120,21	8,55
ВЛ 110 кВ Катраси - Венец участок Катраси - Моргауши	398	0,25	-3,93	23,08	118,43	118,12	5,80
ВЛ 110 кВ Катраси - Венец участок Саланчики - Венец	398	-6,80	-5,23	42,68	120,92	120,43	10,73
ВЛ 110 кВ Венец - Порецкая участок Венец - Алгаши	398	5,56	0,57	26,74	120,67	120,92	6,72
ВЛ 110 кВ Алатырь - Порецкая участок Алатырь - Кувакино	398	3,40	2,69	20,95	119,43	119,70	5,27
ВЛ 110 кВ Канаш - Буинск участок Канаш - Чагаси	498	-10,12	-2,59	50,27	121,65	121,34	10,09
ВЛ 110 кВ Канаш - Буинск участок Ибреси - Буинск	520	-5,81	-0,80	28,71	120,70	120,49	5,52
ВЛ 110 кВ Канаш - Батырево I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Батырево-1)	520	-9,12	-3,10	45,75	121,64	121,64	8,79
ВЛ 110 кВ Канаш - Батырево II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Батырево-2)	520	-8,79	-2,88	43,89	121,65	121,65	8,44
ВЛ 110 кВ Канаш - Канаш-Тяга I цепь (ВЛ 110 кВ Канаш-Тяга-1)	600	-9,84	-1,85	47,93	121,64	121,17	7,99
ВЛ 110 кВ Канаш - Канаш-Тяга II цепь (ВЛ 110 кВ Канаш-Тяга-2)	600	-9,81	-1,95	47,93	121,65	121,17	7,99

Контролируемый элемент	ДТН, А	P, МВт	Q, МВар	I, А	V нач, кВ	V кон, кВ	I/Дтн, %
ВЛ 110 кВ Тиньговатово - Заволжская участок Тиньговатово - Цивильск	337	-12,99	-2,40	64,31	119,96	119,25	19,11
ВЛ 110 кВ Тиньговатово - Заволжская участок Заволжская - Красноармейская	398	-3,61	4,00	26,24	118,57	118,61	6,60
ВЛ 110 кВ Катраси - Заволжская	398	2,64	2,74	18,61	118,12	118,61	4,68
ВЛ 110 кВ Заволжская - Венец участок Заволжская - Яндоба	398	-0,12	5,66	27,55	118,61	118,88	6,93
ВЛ 110 кВ Заволжская - Венец участок Венец - Аликово	398	-5,12	-5,35	41,77	120,92	119,46	10,50
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга I цепь с отпайками (Шумерля-1)	520	-1,42	-1,36	9,72	120,92	120,90	1,87
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга I цепь с отпайками (Шумерля-1)	459	-5,43	-0,18	26,28	121,17	120,94	5,72
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга II цепь с отпайками (Шумерля-2)	520	-0,18	0,21	1,31	120,92	120,92	0,25
ВЛ 110 кВ Венец - Канаш-Тяга II цепь с отпайками (Шумерля-2)	459	-6,03	0,30	28,82	121,17	120,96	6,28
ВЛ 110 кВ Канаш - Динамо	398	-2,59	-7,78	45,39	121,64	120,37	11,41
ВЛ 110 кВ Тиньговатово - Динамо	398	2,11	9,27	45,77	119,96	120,37	11,51
ВЛ 110 кВ Канаш - Тюрлема участок Канаш - Кибечи	459	10,73	-2,20	52,59	121,64	121,78	11,46
ВЛ 110 кВ Канаш - Тюрлема участок Тюрлема - Урмары	459	21,29	-1,73	101,29	122,34	123,07	22,07
ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Тиньговатово участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Бройлерная с отпайкой на ПС Атлашево (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 – Тиньговатово участок ТЭЦ-3 – Бройлерная)	479	-7,50	-8,91	59,89	118,89	117,83	12,49

По результатам расчетов для нормального режима работы сети энергосистемы Чувашской Республики для зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок токовая загрузка элементов электрической сети 110 кВ и выше не превышает длительно допустимых значений, напряжение в контролируемых узлах находится в допустимых пределах.

На территории энергосистемы Чувашской Республики энергоузлы (энергорайоны), в которых при расчетных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима, отсутствуют.

2.2 Анализ загрузки центров питания напряжением 110 кВ и выше за 2019 – 2021 годы

Анализ загрузки ЦП напряжением 110 кВ и выше проведен на основании данных о максимальных нагрузках, зафиксированных на ЦП в дни контрольных замеров в период 2019 – 2021 годы.

Максимально допустимый уровень загрузки без ограничения длительности и перегрузочная способность трансформаторов определены на основании приказа Минэнерго России от 08 февраля 2019 года № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию» с учетом номинальной мощности трансформатора, срока эксплуатации трансформатора и температуры наружного воздуха.

Длительно допустимая загрузка ЦП при определении максимальной фактической загрузки 2019-2021 гг. в зимний и летний периоды соответственно принята на уровне 118,4 % и 100,4 % – для трансформаторов со сроком эксплуатации 30 лет и более, 125,0 % и 120,3 % – для трансформаторов, срок эксплуатации которых не превышает 30 лет (таблица 1 Приложения №1 к Приказу Минэнерго № 81 от 08.02.2019, значения для температур -6,7°С и +19,5°С в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019).

Для однострансформаторных подстанций рассматривается нормальный режим работы. Для подстанций с несколькими трансформаторами рассматривается наиболее тяжелый режим работы при отключении одного из трансформаторов.

Анализ загрузки ЦП представлен в таблице 3.1.

Зеленым цветом выделены ЦП с загрузкой менее 26 % от S_{ном}. Желтым цветом – ЦП, загрузка которых составляет от 105 до 130 % от S_{ном}. Красным цветом – ЦП, загрузка которых превышает 130 % от S_{ном}.

По результатам расчетов загрузки центров питания 110 кВ и выше на ПС 110 кВ Вурнары при ремонте Т-2 мощностью 25 МВА загрузка Т-1 мощностью 10 МВА может составить 131,3 %. В данном режиме существует возможность перевода питания ПС 35 кВ Кумаши и ПС 35 кВ Калинино на другие центры питания 110 кВ в объеме 2,638 МВА.

Глава 3. Перспективное развитие энергосистемы Чувашской Республики

3.1 Прогноз потребления электрической мощности и электроэнергии в энергосистеме Чувашской Республики.

В таблице 3.1.1 приведен прогнозный баланс мощности энергосистемы Чувашской Республики на период 2022 – 2027 годов.

Таблица 3.1.1. Прогнозный баланс мощности энергосистемы Чувашской Республики на период 2022 – 2027 годов

№ п/п	Показатель	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
1	Потребность (собственный максимум потребления мощности, МВт)	886	888	890	892	894	896
2	Покрытие (установленная мощность электростанций, МВт)	2181	2181	2181	2181	2181	2181
3	в том числе:						
4	Чебоксарская ТЭЦ-2	460	460	460	460	460	460
5	Новочебоксарская ТЭЦ-3	351	351	351	351	351	351
6	Чебоксарская ГЭС	1370	1370	1370	1370	1370	1370

На перспективу 2027 года величина максимального прогнозного потребления мощности в энергосистеме Чувашской Республики составит 896 МВт, что на 3 МВт меньше значения 2021 года 899 МВт.

В таблице 3.1.2 приведен прогнозный баланс электроэнергии энергосистемы Чувашской Республики на период 2022 – 2027 годов.

Таблица 3.1.2. Прогнозный баланс электроэнергии энергосистемы Чувашской Республики на период 2022 – 2027 годов

№ п/п	Показатель	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
1	Потребность (потребление электрической энергии, млн кВт·ч)	5282	5298	5323	5321	5333	5345
2	Покрытие (производство электрической энергии, млн кВт·ч)	4079	4536	4604	4407	4198	4193
3	в том числе:						
4	ГЭС	2125	2100	2100	2100	2100	2100
5	ТЭС	1954	2436	2504	2307	2098	2093
7	Сальдо перетоков электрической энергии, млн кВт·ч Профицит/дефицит (-/+)	1203	762	719	914	1135	1152

На перспективу 2027 года величина прогнозного потребления электроэнергии в энергосистеме Чувашской Республики составит 5345 млн кВт•ч, что на 58 млн кВт•ч больше значения 2021 года 5287 млн кВт•ч.

3.2 Прогноз потребления крупных существующих и перспективных потребителей на период 2022 – 2027 годов.

В таблице 3.2.1 представлен прогноз потребления электроэнергии и мощности крупных существующих потребителей на 2022 – 2027 годы

В таблице 3.2.2 представлен перечень перспективных потребителей на основании действующих договоров на технологическое присоединение.

Таблица 3.2.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности крупных существующих потребителей на 2022 – 2027 годы

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Показатель	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
1	АО «Алатырский механический завод»	г. Алатырь, Больничный переулок, 14	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	2,12	2,30	2,24	2,30	2,40	2,36
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2	АО «Водоканал»	г. Чебоксары, Мясокомбинатский проезд, 12	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
3	ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»	г. Чебоксары, К.Иванова, 84	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	508,00	508,00	509,00	508,00	508,00	508,00
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00	58,00
4	ООО «ЖБК №9»	г. Чебоксары, Кабельный проезд, 5	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Показатель	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
5	ООО «КАВАЗ»	г. Канаш, ул. Ильича, д.1А, пом. 5,8	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	18,80	18,50	18,60	18,80	19,30	19,30
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	4,50	4,50	4,50	4,50	4,60	4,60
6	ООО «Керамика»	г. Чебоксары, Базовый проезд, 21а	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	5,50	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
7	ООО «Керамика»	г. Новочебоксарск, Промышленная 63, Промышленная, 54	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	20,50	20,50	20,50	21,60	21,60	21,60
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	29,75	29,75	29,75	30,80	30,80	30,80
8	ПАО «Химпром»	г. Новочебоксарск, ул. Промышленная, 101	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	520,00	520,00	520,00	520,00	520,00	520,00
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Показатель	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
9	АО «Транснефть-Прикамье» НПС «Тиньговатово»	Цивильский район, Конарское сельское поселение, п. Конар, ул. Николаева, д. 17	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	16,12	16,12	16,12	16,12	16,12	16,12
10	АО «Чебоксарский электроаппаратный завод»	г. Чебоксары, пр. И.Я. Яковлева, д.5	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	10,50	10,82	11,14	11,47	11,81	н/д
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	4,12	4,40	4,50	4,70	4,80	4,94
11	Муниципальное унитарное предприятие «Чебоксарское троллейбусное управление»	г. Чебоксары, ул. Энгельса, 27	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	33,80	34,00	33,50	33,00	32,50	32,00
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	10,00	9,80	9,60	9,40	9,20	9,00
12	АО «ЧПО им.В.И.Чапаева»	г. Чебоксары, Социалистическая, д.1	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	27,00	28,00	29,00	30,00	31,00	31,00
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00	11,00

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Показатель	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
13	АО «Завод «Чувашкабель»	г. Чебоксары, Кабельный проезд, 7	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	10,33	10,50	10,70	10,90	11,10	11,30
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	2,50	2,50	2,50	2,60	2,60	2,70
14	ООО НПП «ЭКРА»	г. Чебоксары, пр. И.Я. Яковлева, д.5	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
15	Горьковская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД»	Тяговая подстанция Шумерля, г.Шумерля, ул. Промышленная, д. 6.	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	251,40	251,40	251,40	251,40	251,40	251,40
		Тяговая подстанция Канаш, г. Канаш, ул. Красноармейская, д. 78 Тяговая подстанция Тюрлема, Козловский район, ст.Тюрлема	Максимальное потребление электрической мощности, МВт	36,38	36,38	36,38	36,38	36,38	36,38

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Показатель	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
16	АО «ПРОМТРАКТОР»	г. Чебоксары, пр. Тракторостроителей, 101	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	169,60	169,60	169,60	169,60	169,60	169,60
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
17	ООО «ЧАЗ»	г. Чебоксары, ул. К.Маркса, д. 52Б	Годовой объем потребления электрической энергии, млн кВт•ч	130,15	130,15	130,15	130,15	130,15	130,15
			Максимальное потребление электрической мощности, МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Таблица 3.2.2 Перечень перспективных потребителей на основании действующих договоров на технологическое присоединение

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	ПС с высшим классом напряжения не менее 35 кВ	Год ввода	Номер договора	Дата заключения договора	Коэффициент реализации
1	Управление архитектуры и градостроительства администрации г.Чебоксары	Электроснабжение промышленных предприятий и коммунально-складских объектов	11000	ПС 110 кВ Новый город	2022	1691-001968	23.12.2016	0,7
2	ООО "СК Олимп"	Объекты электросетевого хозяйства в целях технологического присоединения АО "АККОНД"	4800	Чебоксарская ТЭЦ-2	2022	2191-001598	17.11.2021	0,5
3	ООО "Коммунальные Технологии"	КЛ-10, РП-10 для электроснабжения мкр. Новый Город	4320	ПС 110 кВ Новый город	2022	1891-000611	16.05.2018	0,4
4	ООО "СМУ-58" (ООО "Электрогарант")	КЛ-10 для э/э РП-10, ТП-10/0,4 для э/э 9 мкр.Западного жилого района г.Новочебоксарск	4000	ПС 110 кВ Новая	2022	MP6/122-06-08/2408-15	05.10.2015	0,4
5	ООО "Чебоксарский завод силовых агрегатов"	КЛ-10, РП-10 для э/э завода силовых агрегатов	3900	ПС 110 кВ Новый город	2022	1620-002376	28.07.2016	0,7
6	СЗ "ГРУППА КСК" АО	КЛ-10 кВ, РТП-10/0,4 2/1000кВА, 3 ТП 2/1000 кВА жилого комплекса "Пригородный"	3877	ПС 110 кВ Новая	2022	2120-001156	26.04.2021	0,4

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта присоединения	Присоединяемая мощность, кВт	ПС с высшим классом напряжения не менее 35 кВ	Год ввода	Номер договора	Дата заключения договора	Коэффициент реализации
7	ООО "Устра"	КЛ-10, РТП-10 для э/э 14 мкр. НЮР (2 этап строительства)	3500	ПС 110 кВ Светлая	2023	1620-000844	24.03.2016	0,4
8	ООО "АТЛАНТ"	увеличение нагрузки на КЛ-6 производственной базы	3500	ПС 110 кВ Тормозная	2022	1891-001377	25.09.2018	0,7
9	ООО "СМУ-52"	КЛ-10, РП-10, ТП-10/0,4 микрорайона 3 жилого района "Солнечный" Новоожного планировочного района г. Чебоксары	3494	ПС 110 кВ Новый город	2022	2020-002274	02.06.2020	0,4
10	ООО "Лидер"	КЛ-10, РТП-10 мкр. Кувшинка	3190	ПС 110 кВ Радуга	2022	1891-001071	25.07.2018	0,4
11	ООО "СУОР"	Увелич.мощности на РП-10 №2 для э/э 4 мкр.	2161,18	ПС 110 кВ Кировская	2022	MP6/122-06-08/743-15	16.07.2015	0,4
12	ООО "ФЕЙСМЭН"	ВЛЗ-10, ТП-10, РП-10 для э/сн производственного цеха	2000	ПС 35 кВ Известковая	2022	1720-001465	01.06.2017	0,7
13	МУП "КС г.Новочебоксарска"	РП-12 (две камеры КСО-298М) в целях электроснабжения ООО "Звениговский"	2000	ПС 110 кВ Спутник	2023	2191-001825	25.01.2022	0,5
14	ООО "Устра"	Коттеджный поселок	1500	ПС 110 кВ Уржумка	2023	MP6/122-06-08/703-14	17.06.2014	0,4
15	ОАО "ЧГЭС"	КЛ-6 кВ для электроснабжения ТП-6/0,4 кВ "Реконструкция объекта незавершенного строительствапод гостиницу "Гранд отель"Мегаполис""	1500	ПС 110 кВ Западная	2022	2020-005012	01.12.2020	0,3
16	ООО "Роспан"	КЛ-10, РП-10 для э/сн жилого комплекса "Речной бульвар"	1160	ПС 110 кВ Спутник	2022	1720-002680	29.09.2017	0,4
17	ООО "Платинум"	ВЛЗ-10 (КЛ-10) для э/э цеха холодной штамповки	1000	ПС 110 кВ Спутник	2022	1620-000700	11.03.2016	0,7
18	ООО "Примех" (ООО "Бирс Недвижимость")	КЛ-10 для э/сн конструкторско-административного корпуса	1000	ПС 110 кВ Новый город	2022	1720-002955	01.11.2017	0,7
19	Иванов Виталий Рудольфович ИП	ТП-10/0,4 объекта "Технопарк"	1000	ПС 35 кВ Хыркасы	2022	1820-005081	24.12.2018	0,7
20	ООО НПП "Бреслер"	КЛ-6, РП-6/0,4 для э/э производственного здания	1000	ПС 110 кВ Студенческая	2022	1620-003543	02.11.2016	0,7
21	ООО "Электрогарант"	Объекты электросетевого хозяйства	1000	ПС 110 кВ Стрелка	2023	2191-001839	07.02.2022	0,7
22	ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ "АВТОДОР"	Объекты дорожного хозяйства (светофорные объекты, объекты видеофиксации)	843	ПС 110 кВ Алгаши	2022	2120-002066	21.06.2021	0,7

3.3 Развитие электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на территории Чувашской Республики.

Техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям Филиала ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго» энергопринимающих устройств ООО «Устра» (договор об осуществлении технологического присоединения от 24.03.2016 № 1620-000844) максимальной мощностью 3,5 МВт предусматривается замена на ПС 110 кВ Светлая существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 16 МВА.

Анализ корректности принятых мероприятий, необходимых для осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Устра» к электрическим сетям Филиала ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго» (ПС 110 кВ Светлая), в части определения необходимости замены на ПС 110 кВ Светлая существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы большей мощности:

В настоящий момент на ПС 110 кВ Светлая установлены следующие силовые трансформаторы:

- Т-1 мощностью 10 МВА, напряжением 110/10 кВ, 1982 год ввода в эксплуатацию;
- Т-2 мощностью 10 МВА, напряжением 110/10 кВ, 1987 год ввода в эксплуатацию.

В соответствии с информацией, представленной Филиалом ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго» письмом от 07.04.2022 № МР6/122/2/680 (приведено в Приложении Г), трансформаторы на ПС 110 кВ Светлая являются нагрузочными (через обмотки исключен транзитный переток по шунтирующим электрическим связям 35 кВ и выше).

Фактическая максимальная нагрузка на ПС 110 кВ Светлая в день зимнего контрольного замера потокораспределения 2021 года составила 8,932 МВА.

Определяем длительно допустимую нагрузку существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Светлая – Сддн (МВА):

$$S_{ддн} = S_{ном} * K_{пер} = 10 * 1,15 = 11,5 \text{ МВА}$$

$S_{ном}$ (МВА) – номинальная мощность существующего трансформатора,

$K_{пер}$ – коэффициент допустимой длительной перегрузки существующего трансформатора (определяется при температуре наружного воздуха дня контрольного замера, публикуемой на официальном сайте АО «СО ЕЭС», в соответствии с таблицей 1 приложения к Требованиям к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденным приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81).

Температура наружного воздуха в день зимнего контрольного замера 2021 года для энергосистемы Чувашской Республики в соответствии с информацией, представленной на официальном сайте АО «СО ЕЭС», составила -5.4 °С.

Перечень заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения новых потребителей, подключаемых к ПС 110 кВ Светлая, представлен в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 Перечень заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения новых потребителей, подключаемых к ПС 110 кВ Светлая.

№ п/п	№ Договора	Присоединяемая мощность, кВт	Коэффициент реализации Кр	Присоединяемая мощность с учетом Кр, кВт	Год ввода в эксплуатацию
1	1620-000844	3500	В рамках определения перечня мероприятий, необходимых для осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Устра» к ПС 110 кВ Светлая, Кр принят равным 1	3500	2023

Определяем перспективную нагрузку на ПС 110 кВ Светлая для зимнего режима 2023-2027 годов – Сперсп (МВА):

$$\text{Сперсп} = \text{Сфакт} + \text{Снов} - \text{Ссрм} = 8,932 + 3,889 - 0 = 12,821 \text{ МВА.}$$

Сфакт – фактическая максимальная нагрузка (МВА),

Снов – суммарная нагрузка новых потребителей, подключаемых к ПС 110 кВ Светлая в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение, с учетом Кр (Снов=3,889 МВА – с учетом коэффициента мощности, определяющего соотношение активной и полной мощности нагрузки потребителей, получающих питание от шин рассматриваемой подстанции, равного 0,9 кВт/кВА),

Ссрм – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции (Ссрм=0 – в соответствии с информацией, представленной Филиалом ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго» письмом от 07.04.2022 № МР6/122/2/680 (приведено в Приложении Г), схемно-режимные мероприятия, направленные на снижение загрузки трансформаторов (в соответствии с ГОСТ Р 58670 – 2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования»), на ПС 110 кВ Светлая отсутствуют).

Для принятия решения о необходимости замены существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на ПС 110 кВ Светлая выполняем проверку соблюдения следующего условия:

$$\text{Сддн} < \text{Сперсп} / (\text{пт} - 1)$$

пт – количество трансформаторов на подстанции, работающих параллельно друг с другом.

$$11,5 < 12,821 / (2 - 1)$$

Таким образом, для осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Устра» к ПС 110 кВ Светлая на ПС 110 кВ Светлая требуется замена существующих трансформаторов Т-1 мощностью 10 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на трансформаторы большей мощности.

Выбор мощности вновь устанавливаемых трансформаторов осуществляется исходя из неперевышения величины перспективной нагрузки над номинальной мощностью трансформаторов в рассматриваемых схемно-режимных ситуациях.

Ближайшим большим значением номинальной мощности трансформатора по шкале номинальных мощностей является трансформатор мощностью 16 МВА.

В соответствии с вышеизложенным, для осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Устра» к ПС 110 кВ Светлая на ПС 110 кВ Светлая требуется замена существующего трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА со сроком выполнения в 2022 году и существующего трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА со сроком выполнения в 2023 году.

3.4 Развитие генерирующих объектов напряжением 110 кВ и выше на территории Чувашской Республики.

На перспективу до 2027 года изменения в составе генерирующего оборудования энергосистемы Чувашской Республики не планируются.

3.5 Анализ загрузки центров питания напряжением 110 кВ на период 2022 – 2027 годов.

С целью своевременного выявления центров питания 110 кВ и выше с ограничениями на технологическое присоединение с учетом заключенных договоров в энергосистеме Чувашской Республики на перспективный период до 2027 г. произведен анализ загрузки данных ЦП.

Определение необходимой мощности трансформаторов в период 2022 – 2027 гг. произведено на основании данных о нагрузках трансформаторов в зимние и летние режимные дни 2019-2021 гг.

Расчет нагрузок ЦП произведен методом прямых электрических расчетов. При определении загрузки ЦП на перспективу учитывались:

- Коэффициенты реализации в зависимости от категории потребителей при оценке загрузки ЦП;
- ГОСТ Р 58670-2019 «Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем»;
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 «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.

Длительно допустимая загрузка ЦП при определении максимальной фактической нагрузки 2019 –2021 гг. в зимний и летний периоды соответственно принята на уровне 118,4 % и 100,4 % – для трансформаторов со сроком эксплуатации 30 лет и более, 125,0 % и 120,3 % – для трансформаторов, срок эксплуатации которых не превышает 30 лет (таблица 1 Приложения №1 к Приказу Минэнерго № 81 от 08.02.2019, значения для температур -6,7°С и +19,5°С в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019).

Для однострансформаторных подстанций рассматривается нормальный режим работы. Для подстанций с несколькими трансформаторами рассматривается наиболее тяжелый режим работы при отключении одного из трансформаторов.

Анализ загрузки ЦП представлен в таблице 3.5.1.

Зеленым цветом выделены ЦП с загрузкой менее 26 % от Sном. Желтым цветом – ЦП, загрузка которых составляет от 105 до 130 % от Sном. Красным цветом – ЦП, загрузка которых превышает 130 % от Sном.

3.6 Баланс реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше в энергосистеме Чувашской Республики.

В энергосистеме Чувашской Республики большая часть трансформаторов с высшим напряжением 110-500 кВ снабжены устройствами для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) без перерыва электроснабжения потребителей. Отдельные трансформаторы снабжены устройством ПБВ (переключение без возбуждения). На таких трансформаторах регулирование осуществляется при отключенном трансформаторе.

Анализируя результаты расчетов характерных режимов 2023 года энергосистемы Чувашской Республики, можно отметить, что уровни напряжения в сетях 110-500 кВ находятся в допустимых пределах. Информация о минимальных и максимальных значениях напряжений в сети 110-500 кВ представлена в таблице 3.6.1.

Таблица 3.6.1 Информация о минимальных и максимальных значениях напряжений в сети 110-500 кВ на этап 2023 года.

Режим	U _{min} 500 кВ	U _{max} 500 кВ	U _{min} 220 кВ	U _{max} 220 кВ	U _{min} 110 кВ	U _{max} 110 кВ
Зима макс, +5 °С	507,32	507,95	225,12	230,45	111,97	119,21
Зима макс, -29 °С	505,90	506,52	222,33	229,17	108,83	119,09
Зима мин, +5 °С	508,32	509,02	228,90	232,14	115,34	120,03
Зима мин, -29 °С	506,43	507,14	226,48	230,92	113,57	119,22
Лето макс, +19 °С	512,09	512,25	227,70	233,21	112,07	120,83
Лето макс, +30 °С	511,37	511,54	226,49	232,60	112,03	120,38
Лето мин, +19 °С	512,16	512,84	229,50	234,54	103,60	121,19
Паводок, +9 °С	511,30	511,47	226,37	232,54	111,93	120,34

Анализируя результаты расчетов характерных режимов 2027 года энергосистемы Чувашской Республики, можно отметить, что уровни напряжения в сетях 110-500 кВ находятся в допустимых пределах. Информация о минимальных и максимальных значениях напряжений в сети 110-500 кВ представлена в таблице 3.6.2.

Таблица 3.6.2 Информация о минимальных и максимальных значениях напряжений в сети 110-500 кВ на этап 2027 года.

Режим	U _{min} 500 кВ	U _{max} 500 кВ	U _{min} 220 кВ	U _{max} 220 кВ	U _{min} 110 кВ	U _{max} 110 кВ
Зима макс, +5 °С	507,27	507,89	225,01	230,40	111,85	119,20
Зима макс, -29 °С	505,81	506,43	222,18	229,10	108,67	119,08
Зима мин, +5 °С	508,25	508,95	228,81	232,10	115,27	120,00
Зима мин, -29 °С	506,03	507,04	226,35	230,85	113,49	119,18
Лето макс, +19 °С	512,01	512,18	227,58	233,15	112,07	120,78
Лето макс, +30 °С	511,29	511,46	226,35	232,53	111,91	120,33
Лето мин, +19 °С	512,11	512,79	229,26	234,49	103,60	121,16
Паводок, +9 °С	511,22	511,39	226,23	232,47	111,81	120,29

Ввиду незначительного изменения режимно-балансовой ситуации на территории Чувашской Республики на период 2023 – 2027 гг. (среднегодовой прирост активной мощности составляет 1-2 МВт по всей энергосистеме, состав

генерирующего оборудования электрических станции останется без изменений), анализ баланса реактивной мощности представлен для 2023 и 2027 года.

Результаты расчета баланса реактивной мощности для характерных режимов на этап 2023 года представлены в таблице 3.6.3.

Таблица 3.6.3 Баланс реактивной мощности для характерных режимов на этап 2023 года.

№ п/п	Наименование	Зима макс, +5 °С	Зима макс, -29 °С	Зима мин, +5 °С	Зима мин, -29 °С	Лето макс, +19 °С	Лето макс, +30 °С	Лето мин, +19 °С	Паводок, +9 °С
1	Реактивная мощность нагрузки, Мвар	269,54	324,09	207,76	250,51	285,14	306,90	194,76	308,94
2	Потери в ЛЭП, Мвар:	48,99	55,49	46,84	47,79	37,81	40,36	48,82	40,66
	ЛЭП 500 кВ	19,01	12,45	30,73	26,27	13,85	12,39	36,88	12,27
	ЛЭП 220 кВ	17,63	25,65	9,18	12,98	15,60	17,95	7,58	18,19
	ЛЭП 110 кВ	12,35	17,39	6,93	8,54	8,36	10,02	4,36	10,20
3	Потери в трансформаторах, Мвар:	108,74	139,14	63,36	73,20	86,14	96,09	60,79	97,11
	Трансформаторы 500 кВ	30,58	40,39	11,15	15,08	30,99	34,43	17,20	34,78
	Трансформаторы 220 кВ	37,09	54,46	14,25	18,38	32,21	37,70	33,73	38,27
	Трансформаторы 110 кВ	41,07	44,29	37,96	39,74	22,94	23,96	9,86	24,06
4	Реактивная мощность, передаваемая в прилегающую сеть, Мвар	123,18	118,35	58,53	42,19	166,48	160,21	-30,20	159,57
5	Генерируемая реактивная мощность КУ, Мвар *	-168,07	-167,12	-168,73	-167,47	0,00	0,00	-171,29	0,00
	БСК 110 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Реакторы 500 кВ	-168,07	-167,12	-168,73	-167,47	0,00	0,00	-171,29	0,00
6	Генерируемая реактивная мощность станций, Мвар:	256,96	347,12	73,76	114,19	111,28	141,44	-31,15	144,37
	Чебоксарская ГЭС	140,80	179,21	0,00	0,00	58,83	75,13	-64,17	76,72
	Чебоксарская ТЭЦ-2	57,16	85,65	15,55	36,89	21,14	27,72	25,72	28,35
	Новочебоксарская ТЭЦ-3	59,00	82,26	58,21	77,30	31,31	38,60	7,30	39,30
7	Зарядная мощность ЛЭП, Мвар:	461,56	457,07	471,46	466,97	464,29	462,12	476,61	461,91
	ЛЭП 500 кВ	316,36	315,11	321,09	319,46	316,37	315,75	325,64	315,69
	ЛЭП 220 кВ	74,60	73,65	76,40	75,43	76,05	75,57	76,86	75,52
	ЛЭП 110 кВ	70,60	68,31	73,97	72,08	71,87	70,80	74,11	70,70
8	Итого потребляемая реактивная мощность (пп. 1-4), Мвар	550,45	637,07	376,49	413,69	575,57	603,56	274,17	606,28
9	Итого генерируемая реактивная мощность (пп. 5-7), Мвар	550,45	637,07	376,49	413,69	575,57	603,56	274,17	606,28
10	Баланс реактивной мощности (пп. 8-9), Мвар	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

* знак «+» означает выработку реактивной мощности КУ, знак «-» означает потребление реактивной мощности КУ

Анализ баланса реактивной мощности в электрической сети энергосистемы Чувашской Республики на этап 2027 года показал, что регулирование напряжения в сети 110-500 кВ обеспечивается в допустимых диапазонах, ввод дополнительных устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности не требуется.

Результаты расчета баланса реактивной мощности для характерных режимов на этап 2027 года представлены в таблице 3.6.4.

Таблица 3.6.4 Баланс реактивной мощности для характерных режимов на этап 2027 года.

№ п/п	Наименование	Зима макс, +5 °С	Зима макс, -29 °С	Зима мин, +5 °С	Зима мин, -29 °С	Лето макс, +19 °С	Лето макс, +30 °С	Лето мин, +19 °С	Паводок, +9 °С
1	Реактивная мощность нагрузки, Мвар	271,78	326,74	209,51	252,57	287,40	309,34	196,38	311,37
2	Потери в ЛЭП, Мвар:	49,06	56,07	46,78	47,95	38,03	40,71	48,76	41,02
	ЛЭП 500 кВ	18,66	12,24	30,50	26,11	13,68	12,25	36,64	12,14
	ЛЭП 220 кВ	17,90	26,12	9,31	13,19	15,83	18,23	7,69	18,47
	ЛЭП 110 кВ	12,50	17,71	6,97	8,65	8,52	10,23	4,43	10,41
3	Потери в трансформаторах, Мвар:	109,75	140,99	63,66	73,82	87,11	97,31	61,18	98,34
	Трансформаторы 500 кВ	30,91	40,99	11,27	15,31	31,32	34,85	17,34	35,20
	Трансформаторы 220 кВ	37,66	55,50	14,37	18,66	32,75	38,38	33,94	38,94
	Трансформаторы 110 кВ	41,18	44,50	38,02	39,85	23,04	24,08	9,90	24,20
4	Реактивная мощность, передаваемая в прилегающую сеть, Мвар	123,21	118,07	57,99	41,23	165,85	159,46	-30,71	158,82
5	Генерируемая реактивная мощность КУ, Мвар *	-168,03	-167,07	-168,68	-167,41	0,00	0,00	-171,25	0,00
	БСК 110 кВ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Реакторы 500 кВ	-168,03	-167,07	-168,68	-167,41	0,00	0,00	-171,25	0,00
6	Генерируемая реактивная мощность станций, Мвар:	260,46	352,12	75,33	116,25	114,32	144,95	-29,58	147,89
	Чебоксарская ГЭС	142,27	181,45	0,00	0,00	60,47	77,03	-63,58	78,63
	Чебоксарская ТЭЦ-2	58,27	87,18	16,37	37,99	21,81	28,47	26,18	29,11
	Новочебоксарская ТЭЦ-3	59,92	83,49	58,95	78,26	32,05	39,44	7,82	40,14
7	Зарядная мощность ЛЭП, Мвар:	461,37	456,82	471,29	466,73	464,07	461,87	476,44	461,66
	ЛЭП 500 кВ	316,31	315,04	321,03	319,37	316,31	315,68	325,59	315,62
	ЛЭП 220 кВ	74,56	73,59	76,36	75,38	76,00	75,51	76,82	75,46
	ЛЭП 110 кВ	70,50	68,19	73,90	71,98	71,76	70,68	74,03	70,58
8	Итого потребляемая реактивная мощность (пп. 1-4), Мвар	553,80	641,87	377,94	415,57	578,39	606,82	275,61	609,55
9	Итого генерируемая реактивная мощность (пп. 5-7), Мвар	553,80	641,87	377,94	415,57	578,39	606,82	275,61	609,55
10	Баланс реактивной мощности (пп. 8-9), Мвар	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

* знак «+» означает выработку реактивной мощности КУ, знак «-» означает потребление реактивной мощности КУ

Анализ баланса реактивной мощности в электрической сети энергосистемы Чувашской Республики на этап 2027 года показал, что регулирование напряжения в сети 110-500 кВ обеспечивается в допустимых диапазонах, ввод дополнительных устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности не требуется.

Глава 4. Расчеты и анализ режимов работы энергосистемы Чувашской Республики

Расчеты электрических режимов выполнялись на программном комплексе RastrWin. Из общего количества рассчитанных схемно-режимных ситуаций были выделены наиболее показательные для характерных режимов, в которых наблюдается максимальная загрузка элементов, либо отклонение режимных параметров от допустимых.

При выполнении расчетов электрических режимов энергосистемы Чувашской Республики на период 2023-2027 гг. учитывались:

- Инструктивные материалы Филиала АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ;
- Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 03 августа 2018 года № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем»;
- ГОСТ Р 58670-2019 «Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем».

Расчетные модели выполнялись в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019, связанными с учетом двух вариантов температур наружного воздуха для зимнего и летнего периодов, а также с изменением уровней потребления при изменении температуры. Для режимов зимних максимальных и минимальных нагрузок были учтены Тн.в. +5 °С и -29 °С, для режимов летних максимальных и минимальных нагрузок +19 °С и +30 °С, для режима паводка +9 °С. Далее приводятся следующие обозначения рассматриваемых режимов:

- зимний режим максимальных нагрузок при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения (-29 °С), далее – зимний режим максимальных нагрузок;
- зимний режим минимальных нагрузок при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения (-29 °С), далее – зимний режим минимальных нагрузок;
- зимний режим максимальных нагрузок при температуре воздуха, приведенной в приложении А к ГОСТ Р 58670-2019 (+5 °С), далее – зимний режим максимальных нагрузок (ГОСТ);
- зимний режим минимальных нагрузок при температуре воздуха, приведенной в приложении А к ГОСТ Р 58670-2019 (+5 °С), далее – зимний режим минимальных нагрузок (ГОСТ);
- летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) при температуре воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98 с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С (+30 °С), далее – летний режим максимальных нагрузок (ПЭВТ);
- летний режим максимальных нагрузок при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца с округлением до

- ближайшего целого значения (+19 °С), далее – летний режим максимальных нагрузок;
- летний режим минимальных нагрузок при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца с округлением до ближайшего целого значения (+19 °С), далее – летний режим минимальных нагрузок;
 - режим паводка (+9 °С), далее – паводок.

В таблице 4.1 представлены значения потребления энергосистемы Чувашской Республики для указанных температур на перспективу 2023 – 2027 годов.

Таблица 4.1 Потребление энергосистемы Чувашской Республики с учетом изменения температуры наружного воздуха на перспективу 2023 – 2027 годов.

Режимы	Температура, °С	Потребление ЭС Чувашской Республики, МВт				
		2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Потребление при среднесуточной температуре наружного воздуха в сутки прохождения максимума потребления мощности в осенне-зимний период (исходные данные)	-19,0	888,0	890,0	892,0	894,0	896,0
ГОСТ пункт 5.3 а), Зим. максимум (температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92)	-29	941,3	943,4	945,5	947,6	949,8
ГОСТ пункт 5.3 а), Зим. минимум (температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92)	-29	657,0	658,5	660,0	661,5	662,9
ГОСТ пункт 5.3 б), Зим. максимум (температуры воздуха приведенная в приложении А)	5	769,5	771,2	773,0	774,7	776,4
ГОСТ пункт 5.3 б), Зим. минимум (температуры воздуха приведенная в приложении А)	5	537,1	538,3	539,5	540,7	541,9
ГОСТ пункт 5.3 в), летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур)	30	672,6	674,1	675,6	677,1	678,6
ГОСТ пункт 5.3 г), летний режим максимальных нагрузок (среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца)	19	618,6	620,0	621,4	622,8	624,2
ГОСТ пункт 5.3 г), летний режим минимальных нагрузок (среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца)	19	401,5	402,4	403,3	404,2	405,1
ГОСТ пункт 5.3 д), период паводка	9	677,3	678,8	680,3	681,8	683,4

Для выявления тех или иных особенностей функционирования энергосистемы производился анализ режимов работы сети 110 кВ и выше энергосистемы Чувашской Республики, состоящий из следующих этапов:

- Проверка надежности функционирования сети 110 кВ и выше энергосистемы Чувашской Республики в различных схемно-режимных ситуациях (ремонт, сочетание ремонта и отказа сетевого элемента);

- Оценка достаточности мероприятий по развитию сети 110 кВ и выше энергосистемы Чувашской Республики, запланированных в СиПР ЕЭС 2022-2028 и инвестиционных программах субъектов электроэнергетики;
- Анализ влияния данных мероприятий на ликвидацию существующих и потенциальных особенностей функционирования, которые могут возникать в сети 110 кВ и выше энергосистемы Чувашской Республики в связи с ростом электропотребления;
- Предложения по повышению надежности работы сети 110 кВ и выше энергосистемы Чувашской Республики и примыкающих к ней энергообъектов.

В **приложении В** приведены результаты расчетов электроэнергетических режимов в графической форме на этапы 2023-2027 гг., в **приложении Б** в табличной форме. В виду отсутствия существенного изменения балансовой ситуации в энергосистеме Чувашской Республики, а также крупного сетевого строительства описание электроэнергетических режимов приведено для 2023 и 2027 годов.

4.1 Результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов работы сетей 110 кВ и выше Чувашской Республики на этап 2023 г.

Анализ режимов работы электрической сети в нормальной схеме сети напряжением 110 кВ и выше на этап 2023 г. показал, что уровни напряжения в узлах сети 110 кВ и выше находятся в допустимых пределах, превышений допустимых токовых нагрузок электросетевого оборудования энергосистемы Чувашской Республики не выявлено.

В ряде нормативных возмущений *в нормальной схеме сети* выявлены токовые перегрузки электросетевого оборудования, уровни напряжения в узлах сети 110 кВ и выше находятся в допустимых пределах. Рассмотрим наиболее тяжелые схемно-режимные ситуации:

1) Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-1) или ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-2) в нормальной схеме сети в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) (рисунок 1.1.6.2). В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-1) или ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-2) составит 457,8 А (454,6 А) или 108,3 % (107,5%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (423 А).

Для исключения вышеуказанной перегрузки предлагается в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) на этапе 2023 года выполнить превентивный перенос точки раздела по транзиту ВЛ 110 кВ Катраси - Южная I, II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Южная с выключателей В-110 Лапсары-1 и В-110 Лапсары-2 на выключатели В-110 Южная-1 и В-110 Южная-2 (рисунок 1.1.6.22). В летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) с учетом предложенного мероприятия токовая загрузка ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-1) или ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-2) составит 313,1 А или 74,0 % от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (423 А).

2) Аварийные отключения АТ-1 Чебоксарской ТЭЦ-2, АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2, 1 СШ 220 и 2 СШ 220 Чебоксарской ТЭЦ-2 и 1С 110, 2С 110, 3С 110, 4С

110 Чебоксарской ТЭЦ-2 в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) и режиме паводка. В данных схемно-режимных ситуациях возникает перегрузка АТ-1 Чебоксарской ТЭЦ-2 либо АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2, связанная с дефицитом активной мощности в данном энергорайоне г. Чебоксары и г. Новочебоксарск в связи с недостаточной загрузкой Чебоксарской ТЭЦ-2 и Новочебоксарской ТЭЦ-3.

Рассмотрим наиболее тяжелое возмущение - аварийное отключение АТ-1 Чебоксарской ТЭЦ-2 в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) 2023 г. (рисунок 1.1.6.4) В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2 составит 536,5 А или 121,8 % (73,5%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (440 А/730 А). Для ликвидации перегрузки необходимо увеличение генерации Чебоксарской ТЭЦ-2 объемом не менее 59 МВт. (рисунок 1.1.6.23)

В ряде нормативных возмущений *в различных ремонтных схемах сети* выявлены токовые перегрузки электросетевого оборудования, уровни напряжения в узлах сети 110 кВ и выше находятся в допустимых пределах. Рассмотрим наиболее тяжелые схемно-режимные ситуации:

1) Аварийное отключение АТ-1 Чебоксарской ТЭЦ-2 в схеме ремонта АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2. Наибольшие перегрузки сетевых элементов, связанные с дефицитом активной мощности в данном энергорайоне г. Чебоксары и г. Новочебоксарск в связи с недостаточной загрузкой Чебоксарской ТЭЦ-2 и Новочебоксарской ТЭЦ-3, наблюдаются в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) 2023 г. (рисунок 1.1.6.12) В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Октябрьская – Картлуево составит 381,3 А или 117,2 % (95,6%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (325 А/399 А), ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево с отпайкой на ПС Козловка (ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево) составит 384,2 А или 118,1 % (96,7%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (325 А/397 А). Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево с отпайкой на ПС Козловка (ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево) на отключение выключателей Чебоксарской ТЭЦ-2 (В-110 Кугеси-1, В-110 Тракторная-1, В-110 Тракторная-2, В-110 Тракторная-3) позволит устранить данную перегрузку.

Логика работы АОПО ВЛ 110 кВ Тиньговатово - Тюрлема участок Тюрлема - Картлуево с отпайкой на ПС Козловка: при достижении уставки срабатывает сначала на сигнал – 11 секунд, затем на отключение выключателей на Чебоксарской ТЭЦ-2: В-110 Кугеси-1, В-110 Тракторная-1, В-110 Тракторная-2, В-110 Тракторная-3 – 13 секунд, затем, если перегрузка сохраняется, на отключение выключателей на Чебоксарской ТЭЦ-2: В-110 Агрегатная-1, В-110 Агрегатная-2, В-110 Кугеси-1, В-110 Тракторная-1, В-110 Тракторная-2, В-110 Тракторная-3, В-110 Тракторная-4 – 15 секунд, затем, если перегрузка сохраняется, на отключение В-110 Тиньговатово на ПС 220 кВ Тюрлема с запретом АПВ – 18 секунд.

После работы АОПО на отключение выключателей на Чебоксарской ТЭЦ-2: В-110 Кугеси-1, В-110 Тракторная-1, В-110 Тракторная-2, В-110 Тракторная-3 токовая загрузка ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево с отпайкой на ПС Козловка (ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево) составит 310,6 А или 95,5 % (78,3%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (325 А/397 А). (рисунок 1.1.6.24) Для восстановления электроснабжения потребителей необходима загрузка Чебоксарской ТЭЦ-2 или Новочебоксарской ТЭЦ-3 объемом не менее 51 МВт.

(рисунок 1.1.6.25)

2) Ремонт 1АТ Чебоксарской ГЭС и аварийное отключение 2АТ Чебоксарской ГЭС. Наибольшие перегрузки сетевых элементов, связанные с дефицитом активной мощности из-за недостаточной загрузки гидрогенераторов Чебоксарской ГЭС, выдающих мощность на шины 220 кВ, наблюдаются в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) 2023 г. (рисунок 1.1.6.11) В данном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Помары - Тюрлема составит 805,6 А или 124,1 % (124,1%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (649 А/649 А). Действие устройств АОПО ВЛ 220 кВ Помары – Тюрлема, направленное на отключение нагрузки в энергосистеме Чувашской Республики и на устройство загрузки Чебоксарской ГЭС позволит устранить вышеуказанную перегрузку. Превентивно данную перегрузку можно устранить загрузкой ГГ-13-18 Чебоксарской ГЭС при подготовке вышеуказанного ремонта.

Логика работы АОПО ВЛ 220 кВ Помары – Тюрлема в схеме ремонта 1(2)АТ 500/220/35 кВ Чебоксарской ГЭС: при достижении уставки действует сначала на сигнал, затем на пуск устройства загрузки станции на Чебоксарской ГЭС (загрузка шести гидрогенераторов, подключенных к шинам 220 кВ Чебоксарской ГЭС (13Г-18Г) с загрузкой до 250 МВт и шести гидрогенераторов, подключенных к шинам 500 кВ Чебоксарской ГЭС (шесть гидрогенераторов из 1Г-12Г) с загрузкой до 250 МВт), затем, если перегрузка сохраняется, на отключение В-110 Порецкое на ПС 220 кВ Венец, В-110 Буинск, В-110 Батырево-1, В-110 Батырево-2, В-110 Восточная-1, В-110 Восточная-2, В-110 Тормозная-1, В-110 Тормозная-2, В-110 Дружба-1, В-110 Дружба-2 на ПС 220 кВ Канааш, В 220 ЧеГЭС-Венец, В 220 ЧеГЭС-Канааш II цепь на ПС 220 кВ Абашево), затем, если перегрузка сохраняется, на отключение, В-110 Агрегатная-1, В-110 Агрегатная-2, В-110 Кугеси-1, В-110 Тракторная-1, В-110 Тракторная-2, В-110 Тракторная-3, В-110 Тракторная-4, В-110 Южная-1, В-110 Южная-2 на Чебоксарской ТЭЦ-2, затем, если перегрузка сохраняется, на отключение В 220 Тюрлема на ПС 500 кВ Помары (ОВ 220 в режиме замены) с запретом АПВ.

Для восстановления электроснабжения потребителей необходимо включение и загрузка ГГ-13-18 Чебоксарской ГЭС объемом не менее 107 МВт. (рисунок 1.1.6.26)

3) Ремонт ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-1) и аварийное отключение ВЛ 110 кВ Катраси - Студенческая (ВЛ 110 кВ Студенческая). Наибольшая перегрузка наблюдается в зимнем режиме максимальных нагрузок 2023 г. (рисунок 1.1.2.8) Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная II цепь с отпайками составит 627,8 А или 108,2 % (108,2%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (581 А/581 А). Для исключения данной перегрузки предлагается превентивный перенос точки раздела по транзиту ВЛ 110 кВ Катраси - Южная I, II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Южная с выключателей В-110 Лапсары-1 и В-110 Лапсары-2 на выключатели В-110 Южная-1 и В-110 Южная-2 (рисунок 1.1.2.9). С учетом предложенного мероприятия токовая загрузка ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-1) или ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-2) составит 468,6 А или 80,7 % от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (581 А).

В ряде нормативных возмущений *в различных двойных ремонтных схемах сети* выявлены токовые перегрузки электросетевого оборудования и

недопустимые уровни напряжения в узлах сети 110 кВ. Рассмотрим наиболее тяжелые схемно-режимные ситуации:

1) Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 - Новый город №1 с отпайкой на ГПП-1 ПАО «Химпром» (ВЛ 110 кВ Чебоксары-1) в схеме двойного ремонта АТ-1 и АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2. Наибольшая перегрузка наблюдается в режиме летних максимальных нагрузок 2023 г. (рисунок 1.1.5.6) Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 - Новый город №2 участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Спутник составит 547,6 А или 101,1 % (101,1%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (542 А/542 А).

Логика работы АОПО ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 - Новый город №2: при достижении уставки действует сначала на сигнал – 14 секунд, затем на отключение МВ 10 кВ ТГ-5 или МВ 10 кВ ТГ-6 на Новочебоксарской ТЭЦ-3 – 16 секунд, затем, если перегрузка сохраняется, на отключение ВВ ВЛ 110 кВ Чебоксары-2 (ОВ 110 кВ в режиме замены) на Новочебоксарской ТЭЦ-3 с запретом АПВ – 20 секунд. Отключение перегружаемой ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 - Новый город №2 приведет к снижению напряжения в узлах нагрузки ниже аварийно-допустимых значений и нарушении статической устойчивости.

Для обеспечения допустимого режима в послеаварийной схеме при отключении ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город № 1 с отпайкой на ГПП-1 ПАО «Химпром» (ВЛ 110 кВ Чебоксары-1) необходимо обеспечить генерацию на Чебоксарской ТЭЦ-2 при которой будет отсутствовать перегрузка ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город №2 участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Спутник (ВЛ 110 кВ Чебоксары-2 участок ТЭЦ-3 – Спутник) и АОПО не сработает. Превентивное включение генерации Чебоксарской ТЭЦ-2 объемом до 100 МВт позволит устранить вышеуказанные перегрузки. (рисунок 1.1.5.7)

2) Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 - Новый город №1 с отпайкой на ГПП-1 ПАО «Химпром» (ВЛ 110 кВ Чебоксары-1) в схеме двойного ремонта АТ-1 и АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2 в режиме паводка 2023 года (рисунок 1.1.8.15). В данных схемно-режимных ситуациях напряжения в узлах нагрузки ниже аварийно-допустимых значений, наблюдается нарушение статической устойчивости. Для обеспечения допустимого режима в послеаварийной схеме при отключении ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 - Новый город №2 участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Спутник (ВЛ 110 кВ Чебоксары-2 участок ТЭЦ-3 – Спутник) при подготовке двойной ремонтной схемы необходимо обеспечить генерацию на Чебоксарской ТЭЦ-2 на уровне не ниже 116 МВт. (рисунок 1.1.8.14)

4.2 Результаты расчетов нормальных и послеаварийных режимов работы сетей 110 кВ и выше Чувашской Республики на этап 2027 г.

Анализ режимов работы электрической сети в нормальной схеме сети напряжением 110 кВ и выше на этап 2027 г. показал, что уровни напряжения в узлах сети 110 кВ и выше находятся в допустимых пределах, превышений допустимых токовых нагрузок электросетевого оборудования энергосистемы Чувашской Республики не выявлено.

В ряде нормативных возмущений *в нормальной схеме сети* выявлены токовые перегрузки электросетевого оборудования. Рассмотрим наиболее тяжелые схемно-режимные ситуации:

1) Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-1) или ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-2) в нормальной схеме сети в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) (рисунок 1.5.6.2). В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-1) или ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-2) составит 462,4 А (459,0) или 109,3 % (108,5%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (423 А).

Для исключения вышеуказанной перегрузки предлагается в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) на этап 2023 года выполнить превентивный перенос точки раздела по транзиту ВЛ 110 кВ Катраси - Южная I, II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Южная с выключателей В-110 Лапсары-1 и В-110 Лапсары-2 на выключатели В-110 Южная-1 и В-110 Южная-2 (рисунок 1.5.6.22). В летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) с учетом предложенного мероприятия токовая загрузка ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-1) или ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-2) составит 316,2 А или 74,7 % от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (423 А).

2) Аварийные отключения АТ-1 Чебоксарской ТЭЦ-2, АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2, 1 СШ 220 и 2 СШ 220 Чебоксарской ТЭЦ-2 и 1С 110, 2С 110, 3С 110, 4С 110 Чебоксарской ТЭЦ-2 в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) и режиме паводка. В данных схемно-режимных ситуациях возникает перегрузка АТ-1 Чебоксарской ТЭЦ-2 либо АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2, связанная с дефицитом активной мощности в данном энергорайоне г. Чебоксары и г. Новочебоксарск в связи с недостаточной загрузкой Чебоксарской ТЭЦ-2 и Новочебоксарской ТЭЦ-3.

Рассмотрим наиболее тяжелое возмущение - аварийное отключение АТ-1 Чебоксарской ТЭЦ-2 в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) 2027 г. (рисунок 1.5.6.4) В данной схемно-режимной ситуации токовая загрузка АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2 составит 543,5 А или 123,4 % (74,5%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (440 А/730 А). Для ликвидации перегрузки необходимо увеличение генерации Чебоксарской ТЭЦ-2 объемом не менее 63 МВт. (рисунок 1.5.6.23)

В ряде нормативных возмущений *в различных ремонтных схемах сети* выявлены токовые перегрузки электросетевого оборудования, уровни напряжения в узлах сети 110 кВ и выше находятся в допустимых пределах. Рассмотрим наиболее тяжелые схемно-режимные ситуации:

1) Аварийное отключение АТ-1 Чебоксарской ТЭЦ-2 в схеме ремонта АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2. Наибольшие перегрузки сетевых элементов, связанные с дефицитом активной мощности в данном энергорайоне г. Чебоксары и г. Новочебоксарск в связи с недостаточной загрузкой Чебоксарской ТЭЦ-2 и Новочебоксарской ТЭЦ-3, наблюдаются в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) 2023 г. (рисунок 1.5.6.12) В данном режиме токовая загрузка ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Октябрьская – Картлуево составит 387,3 А или 114,4 % (97,2%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (325 А/399 А), ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево с отпайкой на ПС Козловка (ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево) составит 396,3 А или 119,1 % (97,2%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (325 А/397 А). Действие устройств АОПО ВЛ 110 кВ

Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево с отпайкой на ПС Козловка (ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево) на отключение выключателей Чебоксарской ТЭЦ-2 (В-110 Кугеси-1, В-110 Тракторная-1, В-110 Тракторная-2, В-110 Тракторная-3) позволит устранить данную перегрузку.

Логика работы АОПО ВЛ 110 кВ Тиньговатово - Тюрлема участок Тюрлема - Картлуево с отпайкой на ПС Козловка: при достижении уставки срабатывает сначала на сигнал – 11 секунд, затем на отключение выключателей на Чебоксарской ТЭЦ-2: В-110 Кугеси-1, В-110 Тракторная-1, В-110 Тракторная-2, В-110 Тракторная-3 – 13 секунд, затем, если перегрузка сохраняется, на отключение выключателей на Чебоксарской ТЭЦ-2: В-110 Агрегатная-1, В-110 Агрегатная-2, В-110 Кугеси-1, В-110 Тракторная-1, В-110 Тракторная-2, В-110 Тракторная-3, В-110 Тракторная-4 – 15 секунд, затем, если перегрузка сохраняется, на отключение В-110 Тиньговатово на ПС 220 кВ Тюрлема с запретом АПВ – 18 секунд.

После работы АОПО на отключение выключателей на Чебоксарской ТЭЦ-2: В-110 Кугеси-1, В-110 Тракторная-1, В-110 Тракторная-2, В-110 Тракторная-3 токовая загрузка ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево с отпайкой на ПС Козловка (ВЛ 110 кВ Тиньговатово – Тюрлема участок Тюрлема – Картлуево) составит 315,1 А или 96,9 % (79,4%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (325 А/397 А). (рисунок 1.5.6.24) Для восстановления электроснабжения потребителей необходима загрузка Чебоксарской ТЭЦ-2 или Новочебоксарской ТЭЦ-3 объемом не менее 55 МВт. (рисунок 1.5.6.25)

2) Аварийное отключение 1АТ Чебоксарской ГЭС в схеме ремонта 2АТ Чебоксарской ГЭС. Наибольшие перегрузки сетевых элементов, связанные с дефицитом активной мощности из-за недостаточной загрузки гидрогенераторов Чебоксарской ГЭС, выдающих мощность на шины 220 кВ, наблюдаются в летнем режиме максимальных нагрузок (ПЭВТ) 2023 г. (рисунок 1.5.6.11) В данном режиме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Помары - Тюрлема составит 814,8 А или 125,6 % (125,6%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (649 А/649 А). Действие устройств АОПО ВЛ 220 кВ Помары – Тюрлема, направленное на отключение нагрузки в энергосистеме Чувашской Республики и на устройство загрузки Чебоксарской ГЭС позволит устранить вышеуказанную перегрузку. Превентивно данную перегрузку можно устранить загрузкой ГГ-13-18 Чебоксарской ГЭС при подготовке вышеуказанного ремонта.

Логика работы АОПО ВЛ 220 кВ Помары – Тюрлема в схеме ремонта 1(2)АТ 500/220/35 кВ Чебоксарской ГЭС: при достижении уставки действует сначала на сигнал, затем на пуск устройства загрузки станции на Чебоксарской ГЭС (загрузка шести гидрогенераторов, подключенных к шинам 220 кВ Чебоксарской ГЭС (13Г-18Г) с загрузкой до 250 МВт и шести гидрогенераторов, подключенных к шинам 500 кВ Чебоксарской ГЭС (шесть гидрогенераторов из 1Г-12Г) с загрузкой до 250 МВт), затем, если перегрузка сохраняется, на отключение В-110 Порецкое на ПС 220 кВ Венец, В-110 Буинск, В-110 Батырево-1, В-110 Батырево-2, В-110 Восточная-1, В-110 Восточная-2, В-110 Тормозная-1, В-110 Тормозная-2, В-110 Дружба-1, В-110 Дружба-2 на ПС 220 кВ Канаш, В 220 ЧеГЭС-Венец, В 220 ЧеГЭС-Канаш II цепь на ПС 220 кВ Абашево), затем, если перегрузка сохраняется, на отключение, В-110 Агрегатная-1, В-110 Агрегатная-2, В-110 Кугеси-1, В-110 Тракторная-1, В-110 Тракторная-2, В-110 Тракторная-3, В-110 Тракторная-4, В-110 Южная-1, В-110 Южная-2 на Чебоксарской ТЭЦ-2, затем, если перегрузка сохраняется, на отключение В 220 Тюрлема на ПС 500 кВ Помары

(ОВ 220 в режиме замены) с запретом АПВ.

Для восстановления электроснабжения потребителей необходимо включение и загрузка ГГ-13-18 Чебоксарской ГЭС объемом не менее 113 МВт. (рисунок 1.5.6.26)

3) Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная I цепь с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Катраси – Студенческая. Наибольшая перегрузка наблюдается в зимнем режиме максимальных нагрузок 2027 г. (рисунок 1.5.2.9) Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная II цепь с отпайками составит 633,9 А или 109,2 % (109,3%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (581 А/581 А). Для исключения данной перегрузки предлагается превентивный перенос точки раздела по транзиту ВЛ 110 кВ Катраси - Южная I, II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Южная с выключателей В-110 Лапсары-1 и В-110 Лапсары-2 на выключатели В-110 Южная-1 и В-110 Южная-2 (рисунок 1.5.2.10). С учетом предложенного мероприятия токовая загрузка ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-1) или ВЛ 110 кВ Чебоксарская ТЭЦ-2 - Коммунальная II цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Южная-2) составит 473,2 А или 81,5 % от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (581 А).

В ряде нормативных возмущений *в различных двойных ремонтных схемах сети* выявлены токовые перегрузки электросетевого оборудования и недопустимые уровни напряжения в узлах сети 110 кВ. Рассмотрим наиболее тяжелые схемно-режимные ситуации:

1) Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город № 1 с отпайкой на ГПП-1 ПАО «Химпром» (ВЛ 110 кВ Чебоксары-1) в схеме двойного ремонта АТ-1 и АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2. Наибольшая перегрузка наблюдается в режиме летних максимальных нагрузок 2023 г. (рисунок 1.5.5.10) Токовая загрузка ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 - Новый город №2 участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Спутник составит 557,0 А или 102,8 % (102,8%) от длительно и аварийно допустимой токовой нагрузки (542 А/542 А).

Логика работы АОПО ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 - Новый город №2: при достижении уставки действует сначала на сигнал – 14 секунд, затем на отключение МВ 10 кВ ТГ-5 или МВ 10 кВ ТГ-6 на Новочебоксарской ТЭЦ-3 – 16 секунд, затем, если перегрузка сохраняется, на отключение ВВ ВЛ 110кВ Чебоксары-2 (ОВ 110кВ в режиме замены) на Новочебоксарской ТЭЦ-3 с запретом АПВ – 20 секунд. Отключение перегружаемой ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 - Новый город №2 участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Спутник приведет к снижению напряжения в узлах нагрузки ниже аварийно-допустимых значений и нарушении статической устойчивости.

Для обеспечения допустимого режима в послеаварийной схеме при отключении ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город № 1 с отпайкой на ГПП-1 ПАО «Химпром» (ВЛ 110 кВ Чебоксары-1) необходимо обеспечить генерацию на Чебоксарской ТЭЦ-2 при которой будет отсутствовать перегрузка ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город №2 участок Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Спутник (ВЛ 110 кВ Чебоксары-2 участок ТЭЦ-3 – Спутник) и АОПО не сработает. Превентивное включение генерации Чебоксарской ТЭЦ-2 объемом до 105 МВт позволит устранить вышеуказанные перегрузки. (рисунок 1.5.5.11)

2) Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 - Новый город №1 с отпайкой на ГПП-1 ПАО «Химпром» (ВЛ 110 кВ Чебоксары-1) или ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 – Новый город №2 участок Новочебоксарская ТЭЦ-3

– Спутник (ВЛ 110 кВ Чебоксары-2 участок ТЭЦ-3 – Спутник) в схеме двойного ремонта АТ-1 и АТ-2 Чебоксарской ТЭЦ-2 в режиме паводка 2027 года (рисунки 1.5.8.15 и 1.5.8.16). В данных схемно-режимных ситуациях напряжения в узлах нагрузки ниже аварийно-допустимых значений, наблюдается нарушение статической устойчивости. Для обеспечения допустимого режима в послеаварийной схеме при отключении ВЛ 110 кВ Новочебоксарская ТЭЦ-3 - Новый город №1 с отпайкой на ГПП-1 ПАО «Химпром» (ВЛ 110 кВ Чебоксары-1) при подготовке двойной ремонтной схемы необходимо обеспечить генерацию на Чебоксарской ТЭЦ-2 на уровне не ниже 118 МВт. (рисунок 1.5.8.18)

4.3 Выводы по результатам расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше Чувашской Республики на 2023-2027 гг.

Анализ полученных расчетов показал, что в ряде схемно-режимных ситуаций наблюдаются токовые перегрузки электросетевого оборудования, недопустимые уровни напряжения в сети. Для ввода режимных параметров в допустимую область значений выполняются схемно-режимные мероприятия, указанные в подразделах 4.1 и 4.2. Дополнительных мероприятий по электросетевому строительству объектов 110 кВ и выше на территории Чувашской Республики не требуется.

Глава 5. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Чувашской Республики – Чувашии, предусмотренного программой развития электроэнергетики Чувашской Республики – Чувашии, а также для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории Чувашской Республики – Чувашии, которые соответствуют требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, на 2022-2027 годы.

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Чувашской Республики – Чувашии, предусмотренного программой развития электроэнергетики Чувашской Республики – Чувашии, а также для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории Чувашской Республики – Чувашии, которые соответствуют требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, на 2022-2027 годы, приведен в таблице 5.

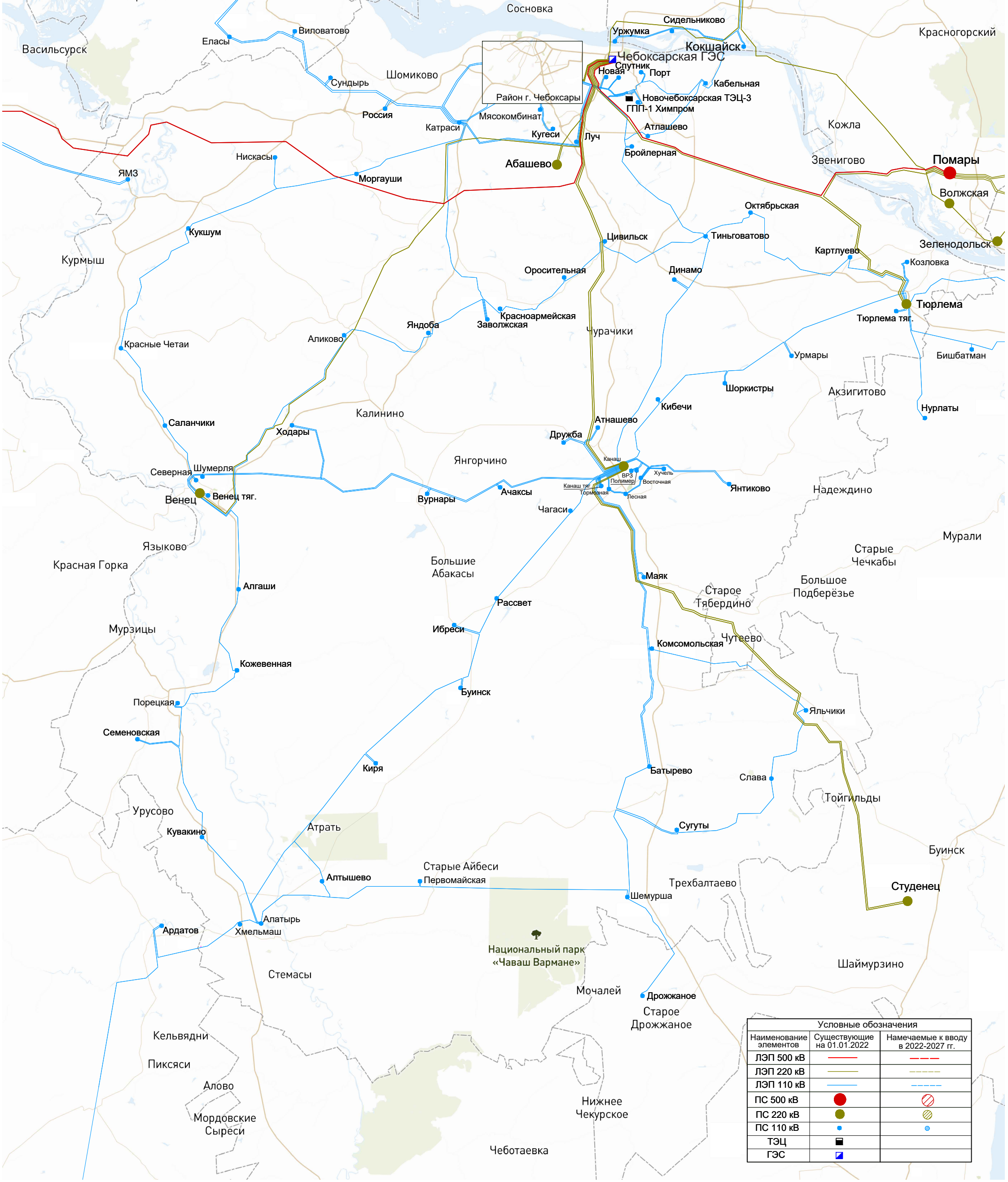
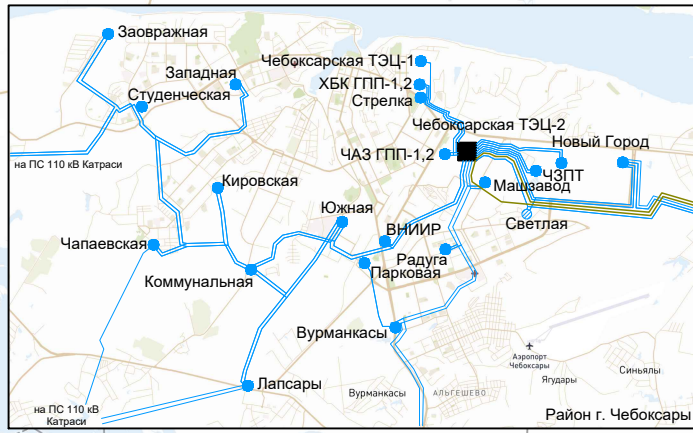
Таблица 5. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность) на территории Чувашской Республики – Чувашии, предусмотренного программой развития электроэнергетики Чувашской Республики – Чувашии, а также для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории Чувашской Республики – Чувашии, которые соответствуют требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, на 2022-2027 годы.

Наименование объекта электроэнергетики	Наименование мероприятия	Наименование организации, ответственной за реализацию мероприятия	Параметры оборудования до реконструкции	Параметры оборудования после реконструкции	Краткое обоснование необходимости реализации мероприятия	Срок реализации мероприятия	Требуемый объем финансирования, млн.рублей (с НДС)
ПС 110 кВ Светлая	Реконструкция с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый	Филиал ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго»	Т-1: 10 МВА; Т-2: 10 МВА	Т-1: 16 МВА; Т-2: 16 МВА	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Филиала ПАО «Россети Волга» – «Чувашэнерго» энергопринимающих устройств ООО «Устра» (договор об осуществлении технологического присоединения от 24.03.2016 № 1620-000844)	Замена Т-1: 2022 год Замена Т-2: 2023 год	282,06

Сроки реализации мероприятий по замене Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Светлая и оценка требуемого объема финансирования представлены в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 8 декабря 2021 года № 16@ Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Волга» на 2018 – 2022 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 08.12.2017 № 22 @, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 16.12.2020 № 15 @.

Схема развития электроэнергетики Чувашской Республики - Чувашии на 2022-2027 годы

Мероприятия по развитию электрических сетей				
№ п/п	Объект	Наименование мероприятия	Год ввода	Параметры
1	ПС 110 кВ Светлая	Реконструкция: замена силовых трансформаторов 2x10 МВА	2022 2023	T-1 16 МВА T-2 16 МВА



Условные обозначения		
Наименование элементов	Существующие на 01.01.2022	Намечаемые к вводу в 2022-2027 гг.
ЛЭП 500 кВ	— (solid red)	- - - (dashed red)
ЛЭП 220 кВ	— (solid yellow)	- - - (dashed yellow)
ЛЭП 110 кВ	— (solid blue)	- - - (dashed blue)
ПС 500 кВ	● (solid red)	⊗ (red with slash)
ПС 220 кВ	● (solid yellow)	⊗ (yellow with slash)
ПС 110 кВ	● (solid blue)	⊗ (blue with slash)
ТЭЦ	■ (solid black)	■ (solid black)
ГЭС	■ (solid blue)	■ (solid blue)