



РАСПОРЯЖЕНИЕ ГУБЕРНАТОРА КАМЧАТСКОГО КРАЯ

24.07.2023 № 497-Р

г. Петропавловск-Камчатский

В соответствии с абзацем третьим пункта 25 Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», по согласованию с системным оператором электроэнергетических систем России и субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в Камчатском крае в лице ПАО «Камчатскэнерго» в целях обеспечения надежного функционирования электроэнергетики Камчатского края в среднесрочной перспективе

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Камчатского края на 2023–2027 годы согласно приложению к настоящему распоряжению.

2. Признать утратившим силу распоряжение Губернатора Камчатского края от 29.04.2022 № 286-Р «Схема и программа развития электроэнергетики Камчатского края на 2022–2026 годы».



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат 34050185B7A8881A94D7B5BE42891E31

Владелец **Солодов Владимир Викторович**

Действителен с 02.03.2023 по 25.05.2024

В.В. Солодов

Схема и программа
развития электроэнергетики Камчатского края
на 2023–2027 годы

Содержание

I. Центральный энергоузел	6
Введение	6
1. Общая характеристика Камчатского края	9
2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Камчатского края период за период 2018-2022 гг.	15
2.1. Характеристика энергосистемы Камчатского края	15
2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии по энергосистеме Камчатского края, структура электропотребления по основным группам потребителей Камчатского края за последние 5 лет	17
2.3. Перечень наиболее крупных существующих потребителей электрической энергии	19
2.4. Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Камчатского края и крупных узлов нагрузки за последние 5 лет	20
2.5. Структура установленной электрической мощности на территории Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края за период 2018–2022 гг.	22
2.6. Состав генерирующего оборудования существующих электростанций (включая электростанции промышленных предприятий) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт	28
2.7. Структура выработки электрической энергии по типам электростанций Центрального энергоузла Камчатского края и видам собственности за период 2018–2022 гг.	46
2.8. Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности в Центральном энергоузле энергосистемы Камчатского края за последние 5 лет	52
2.9. Основные характеристики электросетевого хозяйства энергосистемы Камчатского края напряжением 110 кВ и выше	61
2.10. Динамика основных показателей эффективности использования электрической энергии за последние 5 лет	73
3. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Камчатского края, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных	74
3.1. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Камчатского края	74

3.2. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Камчатском крае	83
3.3. Основные характеристики теплосетевого хозяйства Камчатского края	85
4. Объем и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Камчатского края	88
5. Единый топливно-энергетический баланс Камчатского края	93
6. Особенности и проблемы функционирования энергосистемы на территории Камчатского края	95
6.1. Топливообеспечение электростанций	95
6.2. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Камчатского края	98
7. Основные направления развития электроэнергетики Камчатского края	110
7.1. Прогноз потребления электроэнергии по энергосистеме Камчатского края до 2027 года	110
7.2. Перечень основных перспективных потребителей	117
7.3. Прогноз максимального потребления мощности	119
7.4. Балансы мощности и потребления электроэнергии в энергоузлах Камчатского края	121
7.5. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края на 5-ти летний период	137
8. Возможность применения возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на территории Камчатского края	145
8.1. Современное состояние использования ВИЭ в электроэнергетике Камчатского края	145
8.2. Возобновляемые энергетические ресурсы Камчатского края	149
9. Развитие электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края на 2023–2027 годы	160
9.1. Анализ загрузки центров питания напряжением 110 кВ и выше на 2023-2027 гг.	166
9.2. Анализ токовой загрузки электросетевых элементов в электрической сети напряжением 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края для умеренного варианта прогноза потребления	166
9.3. Перечень «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края для оптимистичного прогноза потребления	166
9.4. Развитие объектов электрической сети энергосистемы Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края	167
9.5. Анализ баланса реактивной мощности	175
10. Основные направления развития теплоэнергетики Камчатского края	177
10.1. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период	177
10.2. Прогноз перспективных тарифов на тепловую энергию и тенденции ее изменения с учетом сроков функционирования энергетических объектов	179

11. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в органическом топливе	189
12. Развитие генерирующих мощностей Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края до 2027 года и на перспективу	192
13. Оценка капитальных вложений в развитие энергетики Камчатского края на рассматриваемый период и на перспективу. Возможные источники финансирования	195
14. Прогноз тарифов на электрическую энергию до 2045 года	197
15. Список сокращений, используемых в тексте	200
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	202
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	217
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	221
II. Изолированные энергоузлы	272
1. Общая характеристика изолированных энергоузлов Камчатского края	273
2. Анализ отчетной динамики потребления электроэнергии и мощности изолированных энергоузлов Камчатского края	282
3. Структура установленной электрической мощности изолированных энергоузлов Камчатского края	301
4. Анализ существующего баланса мощности и электрической энергии изолированных энергоузлов Камчатского края	316
5. Основные характеристики электросетевого хозяйства 35 кВ и выше изолированных энергоузлов Камчатского края	322
6. Техничко-экономические параметры электроснабжения изолированных энергоузлов Камчатского края	330
7. Особенности и проблемы функционирования изолированных энергоузлов Камчатского края	333
7.1. Проблемы генерирующего оборудования изолированных энергоузлов Камчатского края	333
7.2. Проблемы электросетевого комплекса изолированных энергоузлов Камчатского края	334
8. Прогноз потребления электроэнергии и мощности изолированных энергоузлов Камчатского края	336
9. Прогноз развития генерирующих мощностей изолированных энергоузлов Камчатского края	352
10. Анализ перспективных балансов мощности и электрической энергии изолированных энергоузлов Камчатского края	356
11. Варианты развития генерирующих мощностей изолированных энергоузлов камчатского края, в том числе на основе ВИЭ	368
11.1. Ввод новых ДЭС	368
11.2. Строительство солнечных электростанций	369
11.3. Строительство ветряных электростанций	378
11.4. Строительство малых ГЭС	384
11.5. Строительство приливных электрических станций	387
11.6. Геотермальная энергетика	389

12. Развитие генерирующих мощностей изолированных энергоузлов энергосистемы Камчатского края с перспективой до 2027 года	391
13. Оценка капитальных вложений в развитие электроэнергетического комплекса изолированных энергоузлов Камчатского края	397
13.1. Оценка потребности в капитальных вложениях в развитие электросетевого комплекса	397
13.2. Оценка потребности в капитальных вложениях в развитие генерации	405
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	408
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	409
ПРИЛОЖЕНИЕ 6	425
ПРИЛОЖЕНИЕ 7	428

Центральный энергоузел Введение

Настоящие Схема и программа развития электроэнергетики Камчатского края на 2023–2027 годы выполнены в соответствии с Федеральным законом от 26.06.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации» с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем», утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937, постановлением Правительства Российской Федерации № 1298 от 29.08.2020 «О вопросах стимулирования использования возобновляемых источников энергии, внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации и о признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации», Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р, Национальной программой социально-экономического развития Дальнего Востока на период до 2024 года и на перспективу до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 24.09.2020 № 2464-р, требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630, Стратегией социально-экономического развития Камчатского края до 2030 года, утвержденной постановлением Правительства Камчатского края от 27.07.2010 № 332-П.

Схема и Программа развития электроэнергетики Камчатского края на 2023–2027 годы учитывает:

- Схему и программу развития электроэнергетики Камчатского края на 2022-2026 годы;
- Государственную программу Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона», утвержденную постановлением Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 года № 308;
- данные мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики;
- предложения сетевых организаций по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, а также предложения сетевых организаций и органов исполнительной власти

Камчатского края по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Камчатского края;

- информацию органов исполнительной власти Камчатского края о планируемых инвестиционных проектах на территории Камчатского края, в том числе о перечне объектов, строительство которых предполагается осуществить на территории энергосистемы, об их присоединяемой мощности, о сроках ввода в эксплуатацию и местах расположения;

- иные работы в области электроэнергетики.

Основными целями работы являются:

- разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного потребления электроэнергии и мощности, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики Камчатского края;

- обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей и эффективного функционирования электрических сетей на 2023–2027 гг. с учетом динамики спроса на электрическую мощность, перспективы развития электрогенерирующих мощностей энергосистемы Камчатского края;

- оценка экономической эффективности направлений развития генерирующих источников на перспективу до 2045 года, в том числе функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;

- разработка рекомендаций по объемам и срокам реконструкции действующих энергетических объектов, по электросетевому строительству на 2023–2027 гг. по годам.

Задачи, решаемые Программой:

- разработка предложений по вводам новых и модернизации существующих объектов генерации (с учетом вывода из эксплуатации, модернизации, перемаркировки) по энергосистеме Камчатского края (далее – ЭС) на пятилетний период по годам;

- разработка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 35 кВ и выше по ЭС (по объемам и срокам реконструкции действующих и вводам новых электросетевых объектов) по годам на пятилетний период для обеспечения надежного функционирования в долгосрочной перспективе;

- обеспечение баланса между производством и потреблением электрической энергии в ЭС, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;

- информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической

инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей энергии, инвесторов;

– обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования и схем, и программ перспективного развития электроэнергетики, определение направлений развития.

– оценка экономической эффективности предлагаемых перспективных проектов в области энергетики и разработка предложений о целесообразности их дальнейшей реализации на долгосрочную перспективу.

1. Общая характеристика Камчатского края

Камчатский край входит в состав Дальневосточного федерального округа и занимает полуостров Камчатка с прилегающей к нему материковой частью, а также Командорские и Карагинский острова.

Площадь территории - 464,3 тыс. кв. км (2,7 процента от площади РФ). Численность постоянного населения региона на 01.01.2023 г. составила 288 730 человек, плотность населения – 0,6 человека на 1 кв. км. Административным центром является город Петропавловск-Камчатский с численностью населения 164,9 тыс. человек (на 01.01.2023 г.).

Камчатский край включает 64 муниципальных образования:

- 3 городских округа;
- 1 муниципальный округ;
- 10 муниципальных районов, в состав которых включены 4 городских и 46 сельских поселений.

Перечень муниципальных образований Камчатского края и их административные центры приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

№	Муниципальное образование	Поселение	Административный центр	Население, чел.*
1	2	3	4	5
1.	Петропавловск-Камчатский городской округ	-	г. Петропавловск-Камчатский	162 992
2.	Вилючинский городской округ	-	г. Вилючинск	21 834
3.	Городской округ «поселок Палана»	-	п. Палана	2 727
4.	Алеутский муниципальный округ в Камчатском крае	-	с. Никольское	624
5.	Быстринский муниципальный район	Эссовское сельское поселение	с. Эссо	2 422
6.	Елизовский муниципальный район	Елизовское городское поселение	г. Елизово	59 658
7.	Карагинский муниципальный район	Сельское поселение п. Оссора	п. Оссора	3 403
8.	Мильковский муниципальный район	Мильковское сельское поселение	с. Мильково	8 890
9.	Олюторский муниципальный район	Сельское поселение с. Тиличики	с. Тиличики	3 569
10.	Пенжинский муниципальный район	Сельское поселение с. Каменское	с. Каменское	2 026

1	2	3	4	5
11.	Соболевский муниципальный район	Соболевское сельское поселение	с. Соболево	1 988
12.	Тигильский муниципальный район	Сельское поселение с. Тигиль	с. Тигиль	3 668
13.	Усть-Большерецкий муниципальный район	Усть-Большерецкое сельское поселение	с. Усть-Большерецк	6 185
14.	Усть-Камчатский муниципальный район	Усть-Камчатское сельское поселение	п. Усть-Камчатск	8 744

* - численность населения муниципальных образований по состоянию на 01.01.2023

Большая часть населения проживает в городах Петропавловск-Камчатский, Елизово, Вилучинск и долинах рек Авача и Камчатка.

За последние 5 лет численность населения края сократилась на 2,9 тыс. человек, решающим фактором уменьшения численности является миграционный отток.

Экономику Камчатского края формируют три основных вида экономической деятельности (ВЭД): рыболовство и рыбоводство (Камчатский край лидирует по объемам добычи ВБР, 45 процентов от объема Дальнего Востока и более 30 процентов от объема России); промышленное производство, в первую очередь, обрабатывающие производства с преобладанием переработки водных биологических ресурсов (ВБР); сфера услуг, объединяющая несколько ВЭД, связанных с обслуживанием населения. Вклад сферы услуг в показатель ВРП за 2021 год превышает 49,1 процента, в том числе за счет государственного управления и обеспечения военной безопасности (таблица 1.2).

Структура ВРП Камчатского края (по данным 2021 года)

Таблица 1.2

№ п/п	Виды экономической деятельности	%
1	2	3
1.	Сельское, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	30,1
2.	Добыча полезных ископаемых	5,3
3.	Обрабатывающие производства	5,0
4.	Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	3,1
5.	Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизация отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	0,6
6.	Строительство	4,6
7.	Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	6,6
8.	Транспортировка и хранение	4,8

1	2	3
9.	Деятельность гостиниц и предприятий общественного питания	1,0
10.	Деятельность в области информации и связи	1,1
11.	Деятельность финансовая и страховая	0,1
12.	Деятельность по операциям с недвижимым имуществом	4,9
13.	Деятельность профессиональная, научная и техническая	1,6
14.	Деятельность административная и сопутствующие дополнительные услуги	3,6
15.	Государственное управление и обеспечение военной безопасности; социальное обеспечение	15,8
16.	Образование	4,3
17.	Деятельность в области здравоохранения и социальных услуг	6,0
18.	Деятельность в области культуры, спорта, организации досуга и развлечений	1,2
19.	Предоставление прочих видов услуг	0,3
20.	Итого	100,0

Современное социально-экономическое положение Камчатского края в значительной степени определяется состоянием рыбохозяйственного комплекса, имеющего многоотраслевую структуру. Морская акватория, прилегающая к территории Камчатки, является крупнейшим промысловым районом в Дальневосточном регионе. На долю рыбохозяйственного комплекса приходится более 60 процентов промышленного производства края. Кроме добычи и переработки рыбы, изучения, охраны и воспроизводства рыбных ресурсов он включает ряд вспомогательных обслуживающих производств, а также производственную и социальную инфраструктуру. Наиболее важные из них - судоремонт, транспорт, тарное производство и т.д.

Основой рыбохозяйственного комплекса является добывающий флот (около 650 крупно-, средне- и малотоннажных судов). Крупнейшими компаниями, ведущими хозяйственную деятельность на территории Камчатки и располагающими самыми большими добывающими и перерабатывающими судовыми мощностями, являются АО «Океанрыбфлот», АО «Акрос», Рыболовецкий колхоз им. В.И. Ленина.

Неотъемлемая часть рыбохозяйственного комплекса – береговые перерабатывающие предприятия, сконцентрированы большей частью в городе Петропавловске-Камчатском и населенных пунктах Усть-Большерецкого, Соболевского и Карагинского районов.

Вторым по значению системообразующим видом деятельности в современной экономике Камчатского края становится добыча полезных ископаемых. Минерально-сырьевая база Камчатского края характеризуется наличием широкого спектра полезных ископаемых, в том числе: сырье для горнорудной и химической промышленности, строительные материалы, подземные воды.

Энергетические ресурсы Камчатки представлены запасами и прогнозными ресурсами природного газа, каменного и бурого угля, теплоэнергетических вод, пароводяной смеси, торфа, прогнозными ресурсами нефти. В связи с существующим и прогнозным дефицитом природного газа для нужд Камчатского края планируется использовать привозной сжиженный природный газ (СПГ).

Горнорудное производство, прежде всего золоторудное – единственное направление освоения минерально-сырьевой базы Камчатки, которое эффективно в настоящее время.

Месторождения локализованы в четырех золоторудных районах: Центрально-Камчатском, Южно-Камчатском, Восточно-Камчатском и Северо-Камчатском, на территории Быстринского, Елизовского, Усть-Камчатского, Усть-Большерецкого районов, а также Карагинского района в Корякском АО.

Крупнейшим производителем золота в регионе является АО «Золото Камчатки» – одна из крупнейших золотодобывающих компаний России, входящих в группу «Ренова». Компания владеет 11 лицензиями на разработку золоторудных месторождений. Производство золота и серебра АО «Золото Камчатки» базируется на двух предприятиях: на расположенном в центральной части полуострова ГОК «Агинский» (запуск в 2006 году) и ГОК «Аметистовое» на севере края, в Пенжинском районе (запуск в 2015 году).

Второе место по добыче драгоценных металлов занимает АО «Сибирский Горно-Металлургический Альянс» (АО «СиГМА»), разрабатывающее Озерновское месторождение в Карагинском районе, сложное с точки зрения климатических условий, удаленности и транспортной доступности.

Лицензиями на разработку золоторудных месторождений в Елизовском районе: Асачинское (ГОК «Асачинский» в 150 км к югу от Петропавловска-Камчатского) и Родниковое (рудник Родниковый – добыча золота и серебра в 80 км от Петропавловска Камчатского) владеет ЗАО «ТСГ АСАЧА».

Активно развивающимся видом хозяйственной деятельности в Камчатском крае является туризм. Уникальная природа полуострова определяет особенности туризма на Камчатке, ориентированные на нестандартные активные виды отдыха (экологический, экстремальный, гастрономический туризм). Сформированная в соответствии с постановлением Правительства РФ в 2015 году ТОР «Камчатка» способствует развитию туристской деятельности на территории края. Из 103 функционирующих резидентов ТОР «Камчатка» 37 реализуют проекты в сфере туризма.

По итогам 2021 года отмечен рост промышленного производства, сельского хозяйства, объема работ в строительстве, оптовой торговли, пассажирооборота и грузооборота автомобильного транспорта. Наблюдается восстановление сектора потребительского рынка: оборота розничной торговли, объема платных услуг, оборота общественного питания (таблица 1.3).

Итоги социально-экономического развития Камчатского края за 2022 год

Таблица 1.3

№ п/п	ВЭД	индекс, % к 2021 году
1	2	3
1	2	3
1.	ВРП *	91,6
2.	Объем инвестиций в основной капитал	123,6
3.	Промышленное производство	84,5
4.	Добыча полезных ископаемых, в том числе:	95,2
4.1.	добыча металлических руд	101,3
5.	Обрабатывающие производства, из них:	80,7
5.1.	производство пищевых продуктов	108,8
6.	Обеспечение электроэнергией, газом и паром; кондиционирование воздуха, в том числе:	98,7
6.1.	производство электрической энергии	107,9
7.	Водоснабжение, водоотведение; организация сбора и утилизации отходов	75,0
8.	Строительство	109,2
9.	Сельское хозяйство	100,9
10.	Оборот розничной торговли	100,6
11.	Оборот общепита	100,4
12.	Объем платных услуг	98,3

*оценка

Источник: информация Камчатстата

По данным Камчатстата в 2022 году по сравнению с 2021 годом произошло снижение показателей по некоторым видам экономической деятельности.

Положительные результаты отмечаются по виду деятельности «Объем инвестиций в основной капитал», годовой прирост здесь составил 23,6 процента. Рост связан с привлечением средств на реализацию различных инвестиционных проектов в различных сферах деятельности.

В связи наращиванием темпов жилищного строительства, строительством ряда объектов социальной сферы (школ, детских садов, физкультурно-оздоровительного центра, краевой больницы), строительством и реконструкцией автодорог («Петропавловск-Камчатский – Мильково», проведением работ на участке трассы в Усть-Большерецк, ремонтных работ межквартальных проездов в г. Петропавловске-Камчатском) значительно увеличился объем строительства в регионе.

В Камчатском крае отмечен существенный рост объема инвестиций, обусловленный в том числе реализацией инвестиционных проектов: в рыбохозяйственном комплексе: завершено строительство рыбоперерабатывающего завода «Ивашкинский» ООО «Русак», завода по переработке рыбы (кроме минтая) малой мощности ООО «Октябрьский-1», модульного рыбоперерабатывающего завода на р. Ука ООО «Начикинское», завода в нижнем течении реки Кехта ОАО «Колхоз Октябрь». Кроме того,

продолжилась реализация инвестиционных проектов в добыче полезных ископаемых (по строительству горно-обогатительного комбината «Аметистовый», созданию горно-обогатительного комбината на базе месторождений АО «Камчатское золото», горно-металлургического комбината по переработке руды Озерновского месторождения, по техническому перевооружению Агинской золотоизвлекательной фабрики АО «Камголд»), что позволило увеличить объем инвестиций в отрасли в 2,2 раза. Увеличены инвестиции в транспортировку и хранение на 34,4 процента, продолжается реализация инвестпроекта по строительству комплекса по хранению и складированию нефтепродуктов емкостью 18 000 тонн на базе существующего причального сооружения в г. Петропавловск-Камчатский ООО «Морской Стандарт-Бункер». Инвестиции в гостиничную деятельность выросли в 2,6 раза, продолжается строительство гостиничного комплекса ООО «Новый дом».

Увеличили потребление электроэнергии горнодобывающие предприятия (АО «Сигма», АО «ТСГ АСАЧА»), рыбоперерабатывающие предприятия (ООО «Вывенское», ООО «Тымлатский рыбокомбинат», ООО РК «Крутогоровское»), предприятие сельского хозяйства (ООО «Эковитамин»).

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Камчатского края период за период 2018-2022 гг.

2.1. Характеристика энергосистемы Камчатского края

Энергосистема Камчатского края работает изолированно и осуществляет электроснабжение потребителей Камчатского края.

В состав энергосистемы Камчатского края входят Центральный энергоузел и изолированные энергоузлы.

Центральный энергоузел энергосистемы Камчатского края обеспечивает электроснабжение потребителей (около 85 процентов жителей края) городских округов: Петропавловск-Камчатского и Вилючинского, а также муниципальных районов: Елизовского, Усть-Большерецкого (п. Октябрьский, п. Апача, с. Кавалерово, с. Усть-Большерецк) и Мильковского (с. Пушино, с. Шаромы, с. Мильково).

Энергоснабжение потребителей Центрального энергоузла осуществляет ПАО «Камчатскэнерго» (дочернее общество ПАО «РусГидро»). В состав ПАО «Камчатскэнерго» входят следующие филиалы:

- «Возобновляемая энергетика» (Мутновская и Верхне - Мутновская ГеоЭС, каскад Толмачевских ГЭС) – осуществляет производство, передачу и распределение электроэнергии, получаемой из возобновляемых источников энергии, включая электроэнергию, выработанную геотермальными электростанциями и гидроэлектростанциями;

- «Камчатские ТЭЦ» (Камчатская ТЭЦ-1 и Камчатская ТЭЦ-2) – осуществляет производство электрической энергии тепловыми электростанциями, производство пара и горячей воды (тепловой энергии), транспортировку и распределение тепловой энергии;

- «Центральные электрические сети» - осуществляет эксплуатацию электрических сетей центрального энергоузла, транспортировку и передачу электрической энергии от генерирующих мощностей ПАО «Камчатскэнерго» до потребителей;

- «Коммунальная энергетика» - осуществляет производство и передачу тепловой энергии;

- «Региональное диспетчерское управление (РДУ)» - осуществляет оперативно-диспетчерское управление режимами в Центральном энергоузле.

Акционерное общество «Южные электрические сети Камчатки» (далее – АО «ЮЭСК») являются дочерним и зависимым обществом ПАО «Камчатскэнерго».

АО «Камчатские электрические сети им. И.А. Пискунова» функционирует на территории п. Октябрьский Усть-Большерецкого муниципального района и осуществляет деятельность по покупке электрической энергии у ПАО «Камчатскэнерго», выработке электрической энергии собственными электростанциями (ВЭС, ДЭС) с дальнейшей передачей и сбытом в пределах п. Октябрьский.

Изолированно работающие энергоузлы Камчатского края осуществляют электроснабжение потребителей в муниципальных районах: Усть-Большерецкий, Усть-Камчатский, Быстринский, Соболевский, Карагинский, Олюторский, Пенжинский, Тигильский, в Алеутском муниципальном округе в Камчатском крае и в городском округе «поселок Палана»:

- Средне-Камчатский энергорайон включает с. Атласово, с. Лазо, с. Эссо, с. Долиновка и с. Аनावгай:

- с. Атласово, с. Эссо, с. Аनावгай объединены ВЛ 35 кВ,

- от с. Атласово по ВЛ 10 кВ обеспечивается электроснабжение с. Лазо,

- электроснабжение с. Долиновка осуществляется от собственной ДЭС;

- Озерновский энергоузел включает п. Озерновский, с. Запорожье и п. Паужетка, объединенные ВЛ 35 кВ;

- Алеутский энергоузел осуществляет электроснабжение с. Никольское;

- Усть-Камчатский энергоузел осуществляет электроснабжение потребителей с. Усть-Камчатск, с. Крутоберегово;

- Ключевской энергоузел осуществляет электроснабжение п. Ключи;

- Козыревский энергоузел включает п. Козыревск и с. Майское, объединенные ВЛ 35 кВ;

- Соболевский энергоузел включает с. Соболево и с. Устьевое, объединенные ВЛ 35 кВ, а также п. Крутогоровский;

- Паланский энергоузел осуществляет электроснабжение городского округа п. Палана, а также с. Лесная;

- Тигильский энергоузел включает в себя с. Тигиль и с. Седанка, объединенные ВЛ 35 кВ, а также не связанные друг с другом с. Усть-Хайрюзово, с. Хайрюзово, с. Ковран, с. Воямполка;

- Оссорский энергоузел включает п. Оссора, с. Ивашка, с. Ильпырский, с. Карага, с. Кострома, с. Тымлат;

- Олюторский энергоузел включает с. Тилички, с. Хаилино, с. Пахачи, с. Средние Пахачи, с. Вывенка, с. Ачайваям, с. Апука;

- Пенжинский энергоузел включает в себя с. Манилы, с. Каменское, с. Слаутное, с. Таловка, с. Аянка, с. Оклан, с. Парень.

Помимо вышперечисленных, на территории Камчатского края также функционируют осуществляющие электроснабжение потребителей в пределах одного населенного пункта энергоузлы, суммарное потребление электроэнергии которых составляет порядка 7 процентов от общего потребления электроэнергии в Камчатском крае.

Энергоснабжение изолированных населенных пунктов Камчатского края осуществляют АО «Южные электрические сети Камчатки» (АО «ЮЭСК»), 100 процентов дочернее общество ПАО «Камчатскэнерго»), ПАО «Камчатскэнерго» (Паужетская ГеоЭС в составе филиала «Возобновляемая энергетика»), АО «Корякэнерго» и частные компании.

АО «ЮЭСК» осуществляет электроснабжение потребителей Средне-Камчатского, Алеутского, Усть-Камчатского, Козыревского, Соболевского,

Паланского, Тигильского, Оссорского, Олюторского и Пенжинского энергоузлов.

Паужетская ГеоЭС осуществляет электроснабжение потребителей Озерновского энергоузла.

АО «Корьякэнерго» осуществляет энергоснабжение потребителей в Олюторском муниципальном районе (с. Апука, с. Заречное, с. Пахачи, с. Средние Пахачи, с. Ачайваям, с. Хаилино, с. Вывенка, с. Усть-Вывенка, с. Тиличики), Мильковском муниципальном районе (п. Таежный), Карагинском муниципальном районе (с. Тымлат и с. Ильпырский), Тигильском муниципальном районе (с. Хайрюзово, с. Усть-Хайрюзово, с. Ковран), Соболевском муниципальном районе (с. Устьево, п. Крутогоровский, п. Ичинский).

В Карагинском муниципальном районе осуществляют деятельность по электроснабжению потребителей ООО «Колхоз «Ударник» (с. Карага, с. Кострома), ООО «Морошка» (с. Ивашка).

Основными генерирующими источниками в изолированных энергоузлах являются дизельные и газодизельные электростанции, Паужетская ГеоЭС, Быстринская МГЭС, а также ветровые электростанции (в п. Октябрьский, с. Усть-Камчатск, с. Никольское). Основными источниками теплоснабжения являются котельные.

Наиболее крупные предприятия по передаче и сбыту электроэнергии на территории Камчатского края в 2022 году являются: ПАО «Камчатскэнерго», АО «Корьякэнерго», АО «Южные электрические сети Камчатки», АО Камчатские электрические сети им. И.А. Пискунова». Оперативно-диспетчерское управление режимами в Центральном энергоузле осуществляет филиал «Региональное диспетчерское управление» ПАО «Камчатскэнерго».

Перечень изолированных энергоузлов Камчатского края и краткая характеристика населенных пунктов муниципальных образований Камчатского края, входящих в состав изолированных энергоузлов, представлен в разделе 2.2.

2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии по энергосистеме Камчатского края, структура электропотребления по основным группам потребителей Камчатского края за последние 5 лет

Энергосистема Камчатского края функционирует в составе Центрального энергоузла, доминирующего по объему потребления электрической энергии, и 13-ти изолированно работающих энергоузлов. В 2022 году потребление электроэнергии по энергосистеме достигло 1809 млн. кВтч, за пять лет прирост превысил 156 млн. кВтч (8,9 процента). Потребление электроэнергии по Центральному энергоузлу за тот же период выросло на 9,5 процентов, его доля составила 88 процентов. В таблице 2.2.1 приведена динамика и структура потребления электрической энергии по Камчатскому краю за пять лет.

Таблица 2.2.1

№ п/п	Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Ср. год.
							темпы прироста за 2018-2022 гг., %
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Камчатский край, млн кВт*ч	1861	1918	1970	2026	2064	
2.	годовой темп, %	2,8	3,1	2,7	2,8	2,8	2,8
3.	в т.ч. энергосистема Камчатского края, млн. кВтч	1653	1695	1728	1756	1809	
4.	годовой темп, %	3,2	2,6	2	1,6	3	2,48
5.	в т.ч. Центральный энергоузел, млн. кВтч	1492	1531	1556	1584	1592	
6.	годовой темп, %	3,6	2,6	1,6	1,8	0,5	2,02
7.	удельный вес Центрального энергоузла от энергосистемы Камчатского края, %	90,3	90,3	90	90,2	88	
8.	Изолированные энергоузлы, млн. кВтч	369	387	414	442	472	
9.	годовой темп, %	-0,3	4,9	7	6,8	6,8	5,83

Динамика изменения показателей потребления электроэнергии по энергосистеме и Центральному энергоузлу в течение рассматриваемого периода характеризуется положительным трендом (среднегодовой темп прироста за пять лет равен соответственно 2,4 процента и 2 процента).

Распределение потребления электрической энергии по изолированным энергоузлам Камчатского края за период 2018–2022 гг. приведено в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2

№ п/п	Наименование энергоузла	Потребление электроэнергии, млн. кВтч				
		2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	2	3	4	5	6	7
1.	Средне-Камчатский энергоузел	9,85	10,17	10,28	10,43	10,62
2.	Озерновский энергоузел	43,77	44,2	46,23	45,94	44,22
3.	Алеутский энергоузел	3,71	3,66	3,77	3,89	3,81
4.	Усть-Камчатский энергоузел	22,75	22,54	22,2	22,89	22,14
5.	Ключевской энергоузел	17,94	17,54	17,8	17,42	16,92
6.	Козыревский энергоузел	3,45	3,47	3,45	3,44	3,48
7.	Соболевский энергоузел	19,98	18,51	20,42	21,41	22,78
8.	Паланский энергоузел	11,52	11,86	12,13	12,33	11,82

1	2	3	4	5	6	7
9.	Тигильский энергоузел	16,18	16,19	16,66	16,73	15,76
10.	Оссорский энергоузел	19,35	20,61	16,24	21,27	16,21
11.	Олюторский энергоузел	34,83	36,46	33,18	35,52	33,61
12.	Пенжинский энергоузел	9,36	9,53	10,17	10,53	10,1

Структура потребления электроэнергии по видам экономической деятельности (ВЭД) в энергосистеме Камчатского края отражает особенности социально-экономического развития региона на протяжении рассматриваемого периода и характеризуется преобладанием сферы услуг и домашних хозяйств. Их суммарная доля превышает 55 процентов от общего объема потребления электроэнергии. При этом доля домашних хозяйств за четыре года уменьшилась, что обусловлено продолжающимся сокращением численности населения на территории Камчатского края. Доля потребления электроэнергии сферой услуг остается стабильной на уровне порядка 26 процентов.

Доля потребления электроэнергии промышленным производством, включая электроэнергетику, выросла за рассматриваемый период. Рост обусловлен увеличением доли вида экономической деятельности по обеспечению газом и водой при одновременном снижении доли собственных нужд электростанций. Доля обрабатывающих производств остается стабильной на уровне порядка 8,5 процентов. Структуру потребления электроэнергии обрабатывающих производств формируют два вида деятельности – производство пищевых продуктов, представленное переработкой рыбы и морепродуктов, и прочие производства.

2.3. Перечень наиболее крупных существующих потребителей электрической энергии

Фактические показатели потребления электрической энергии относительно крупных потребителей за период 2018–2022 гг. приведены в таблице 2.3.1.

Динамика потребления электрической энергии наиболее крупными потребителями Камчатского края, млн. кВтч

Таблица 2.3.1

№ п/п	Наименование показателя	годы				
		2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	2	3	4	5	6	7
1.	АО «Северо-Восточный ремонтный центр»	10,8	11,7	10,1	10,7	10,3
2.	ООО «Рыболовецкая артель «Народы Севера»	5,4	8,3	8,8	9,2	9,1
3.	ЗАО «Агротек Холдинг»	8,6	9,5	6,1	7,4	7,5

1	2	3	4	5	6	7
4.	АО «Международный аэропорт Петропавловск-Камчатский»	4,8	6,7	6,2	7,4	7,4
5.	ООО «Свинокомплекс «Камчатский»	5,0	5,6	6,2	7,7	7,9
6.	ООО «Комета»	4,7	5,1	4,6	4,8	4,7
7.	Рыболовецкий колхоз им. В.И. Ленина	5,4	4,1	4,2	3,2	3,6
8.	ООО «Жестяно-баночная фабрика и Ко»	4,3	4,1	3,8	3,8	3,7
9.	АО «Петропавловск-Камчатский морской торговый порт»	5,6	3,8	3,6	3,4	3,5

2.4. Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Камчатского края и крупных узлов нагрузки за последние 5 лет

Энергосистема Камчатского края работает изолированно. В состав энергосистемы входят Центральный энергоузел и 13 изолированно работающих энергоузлов. Электроснабжение потребителей Центрального энергоузла осуществляет ПАО «Камчатскэнерго» (подконтрольное обществу ПАО «РусГидро»). ПАО «Камчатскэнерго» осуществляет свою деятельность в рамках изолированной энергетической системы на территории Камчатского края. В зону ответственности ПАО «Камчатскэнерго» входят следующие населенные пункты: г. Петропавловск-Камчатский, г. Елизово и районы вдоль трассы автодороги и реки Камчатка до поселка Мильково, с. Усть-Большерецк и г. Вилючинск (по договорам купли-продажи электрической энергии), Усть-Большерецкий район. Электроснабжение потребителей изолированных территорий осуществляется автономными дизельными электростанциями, ВЭС, МГЭС и ГеоЭС.

В таблице 2.4.1 представлено максимальное потребление мощности энергоузлов Камчатского края за 2018–2022 гг.

Таблица 2.4.1

№ п/п	Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	2	3	4	5	6	7
1.	Суммарное максимальное потребление мощности энергоузлов Камчатского края, в том числе	294,43	301,60	311,39	309,1	314,94
1.1.	Максимальное потребление мощности Центрального энергоузла	253	259	269	267	268
1.2.	Максимальное потребление мощности по изолированным энергоузлам, в том числе:	41,43	42,6	42,39	42	46,94
1.2.1.	Средне-Камчатский энергоузел	2,30	2,19	2,23	2,10	3,48
1.2.2.	Озерновский энергоузел	8,14	8,22	8,60	9,20	9,50
1.2.3.	Алеутский энергоузел	0,76	0,74	0,66	0,65	0,67

1	2	3	4	5	6	7
1.2.4.	Усть-Камчатский энергоузел	6,85	7,12	6,80	7,10	8,59
1.2.5.	Ключевской энергоузел	3,15	3,10	3,60	3,10	3,20
1.2.6.	Козыревский энергоузел	0,72	0,72	0,73	0,68	0,75
1.2.7.	Соболевский энергоузел	2,61	2,75	2,74	2,71	2,76
1.2.8.	Паланский энергоузел	2,20	2,37	2,30	2,18	2,29
1.2.9.	Тигильский энергоузел	3,41	3,43	3,51	3,5	4,44
1.2.10.	Оссорский энергоузел	2,81	2,94	2,81	2,80	2,31
1.2.11.	Олюторский энергоузел	6,47	6,74	6,20	6,47	6,20
1.2.12.	Пенжинский энергоузел	2,01	2,28	2,21	2,41	2,75
2.	Удельный вес Центрального энергоузла в общей электрической нагрузке энергоузлов Камчатского края, %	85,9	85,8	86,4	86,4	85,1

Доля электрической нагрузки Центрального энергоузла в общей нагрузке Камчатского края составляет порядка 85 процентов за рассматриваемый отчетный период.

Отчетные данные по режимам функционирования Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края за 2018-2022 годы представлены в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.2

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Электропотребление	млн кВтч	1491,82	1530,91	1555,94	1583,83	1592,86
2.	Собственное максимальное потребление мощности	МВт	253	259	269	267	268
3.	Годовой темп прироста	%	3,3	2,37	3,86	-0,74	0,37
4.	Дата и время (местное) прохождения собственного максимума энергоузла	чч. мм час	31.12 19:00	31.12 19:00	30.12 19:00	15.01 11:00	14.12 19:00

1	2	3	4	5	6	7	8
5.	Среднесуточная температура наружного воздуха на день прохождения собственного максимума энергоузла	°С	-10,0	-9,0	-8,4	-11,6	- 4,4
6.	Число часов использования собственного максимума нагрузки энергоузла	час/год	5897	5911	5784	5932	5942

В Центральном энергоузле собственный максимум электрической нагрузки за рассматриваемый ретроспективный период изменялся с 2018 года в сторону роста показателя. В 2022 году максимум нагрузки ЦЭУ составил 268 МВт. Наименьшее значение наблюдалось в 2018 году, наибольшее – в 2020 году. Разница между наибольшим и наименьшим значением максимального потребления мощности за рассматриваемый период составила 16 МВт или порядка 6,3 процента.

Наиболее крупными потребителями электрической энергии на территории Камчатского края являются предприятия коммунальной сферы и рыбоперерабатывающие предприятия, что и предопределило «отзывчивость» энергосистемы на изменение метеорологических условий. И одним из показателей, на значение, которого отражается степень этого влияния, является число часов использования максимумов электрической нагрузки.

Как видно из таблицы 2.4.2 числа часов использования максимума электрической нагрузки являются достаточно низкими, но характерными для структуры электропотребления данной энергосистемы. За рассматриваемый период их величина изменялась в диапазоне 5897–5942 часов.

Годовые максимумы электрической нагрузки по Центральному энергоузлу в отчетный период наблюдались в январе и декабре.

В структуре электропотребления Центрального энергоузла Камчатского края большую долю занимает сфера услуг и домашнее хозяйство, на уровень потребления электрической нагрузки которых в разрезе календарного года значительно влияет изменение погодных условий.

2.5. Структура установленной электрической мощности на территории Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края за период 2018–2022 гг.

Установленная мощность электростанций на территории Камчатского края на 01.01.2023 составила 610,17 МВт, в том числе установленная мощность электростанций Центрального энергоузла составила 493,25 МВт (с учетом

ветровых и дизельной электростанции в п. Октябрьский); установленная мощность электростанций, изолированных энергоузлов Камчатского края составила 116,92 МВт.

В период 2018–2022 гг. в Центральном энергоузле энергосистемы Камчатского края отсутствует вывод оборудования из эксплуатации.

Ввод генерирующих мощностей в Центральном энергоузле энергосистемы Камчатского края в период 2018–2022 гг. не осуществлялся.

Структура установленной мощности электростанций Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в период 2018–2022 гг. представлена в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1

№ п/п	Наименование источника генерации	2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Всего в ЦЭУ, в т.ч.:	483,15	100,0	483,15	100,0	483,15	100,0	483,15	100	483,15	100
1.1.	ГЭС:	45,4	9,4	45,4	9,4	45,4	9,4	45,4	9,4	45,4	9,4
1.1.2.	<i>Каскад Толмачевских ГЭС</i>	45,4	9,4	45,4	9,4	45,4	9,4	45,4	9,4	45,4	9,4
1.2.	ТЭС из них:	375,8	77,8	375,8	77,8	375,8	77,8	375,8	77,8	375,8	77,8
1.2.1.	ТЭЦ:	364	75,3	364	75,3	364	75,3	364	75,3	364	75,3
1.2.1.1	<i>Камчатская ТЭЦ-1</i>	204	42,2	204	42,2	204	42,2	204	42,2	204	42,2
1.2.1.2	<i>Камчатская ТЭЦ-2</i>	160	33,1	160	33,1	160	33,1	160	33,1	160	33,1
1.3.	ДЭС:	11,8	2,4	11,8	2,4	11,8	2,4	11,8	2,4	11,8	2,4
1.3.1.	<i>ДЭС-5 п. Мильково</i>	4	0,8	4	0,8	4	0,8	4	0,8	4	0,8
1.3.2.	<i>ДЭС-6 с. Усть-Большерецк</i>	4,6	1,0	4,6	1,0	4,6	1,0	4,6	1,0	4,6	1,0
1.3.3.	<i>ДЭС КТЭЦ-2</i>	3,15	0,7	3,15	0,7	3,15	0,7	3,15	0,7	3,15	0,7
1.4.	ГеоЭС:	62	12,8	62	12,8	62	12,8	62	12,8	62	12,8
1.4.1.	<i>Мутновская ГеоЭС</i>	50	10,3	50	10,3	50	10,3	50	10,3	50	10,3
1.4.2.	<i>Верхне-Мутновская ГеоЭС</i>	12	2,5	12	2,5	12	2,5	12	2,5	12	2,5

В структуре установленной мощности электростанций Центрального энергоузла доля ГЭС составляет 9,4 процента от суммарной установленной мощности, доля ТЭС – 77,8 процента, ВИЭ (ГеоЭС) – 12,8 процента.

В структуре установленной мощности Центрального энергоузла преобладают ТЭЦ – 75,3 процента от суммарной установленной мощности Центрального энергоузла.

На рисунке 2.5.1 представлена структура установленной мощности Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края по типам электростанций.

Рисунок 2.5.1



Кроме того, на территории Центрального энергоузла функционируют электростанции коммерческого предприятия АО «Камчатские электрические сети им. И.А. Пискунова». АО «Камчатские электрические сети им. И.А. Пискунова» осуществляет деятельность по покупке электрической энергии у ПАО «Камчатскэнерго», выработке электрической энергии собственными электростанциями (ВЭС, ДЭС) с дальнейшей передачей и сбытом в пределах п. Октябрьский. При этом в установленной мощности Центрального энергоузла эти электростанции не учитываются.

В таблице 2.5.2 представлена информация об установленной мощности и производству электрической энергии электростанциями АО «Камчатские электрические сети им. И. А. Пискунова» за период 2018–2022 гг.

Таблица 2.5.2

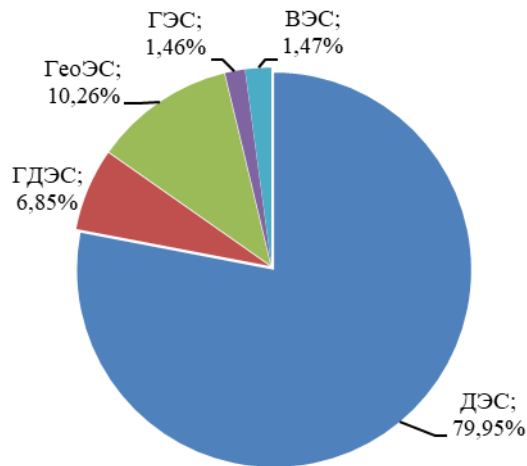
№ п/п	Годы	ДЭС		ВЭС		Всего	
		МВт	млн. кВтч	МВт	млн. кВтч	МВт	млн. кВтч
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	2018	4,0	0,243	3,3	6,74	7,3	6,983
2.	2019	4,0	0,422	3,3	5,525	7,3	5,947
3.	2020	4,0	0,208	3,3	7,016	7,3	7,224
4.	2021	5,0	0,316	4,9	9,158	9,9	9,474
5.	2022	5,2	0,233	4,9	9,139	10,1	9,372

Установленная мощность электростанций, изолированных энергоузлов Камчатского края на 01.01.2023, находящихся в ведении энергокомпаний АО «ЮЭСК», АО «Корякэнерго», ПАО «Камчатскэнерго» (Филиал «Возобновляемая энергетика»), составила 116,92 МВт.

Электроснабжение изолированных энергоузлов Камчатского края осуществляется от дизельных электростанций, ГеоЭС (Паужетская ГеоЭС – в Озерновском энергоузле), малой ГЭС (Быстринской МГЭС), а также ВЭС (в с. Никольском, с. Усть-Камчатск).

Структура установленной мощности электростанций, изолированных энергоузлов Камчатского края по типам генерирующего оборудования представлена на рисунке 2.5.2.

Рисунок 2.5.2



Структура установленной мощности электростанций, изолированных энергоузлов Камчатского края по принадлежности к энергокомпаниям представлена на рисунке 2.5.3.

Рисунок 2.5.3



В таблице 2.5.3 представлены данные по установленной мощности электростанций, изолированных энергоузлов Камчатского края на 01.01.2023.

Таблица 2.5.3

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген. источника	Энергокомпания	Установленная мощность, МВт	Доля, %
1	2	3	4	5	6
1.	Изолированные энергоузлы Камчатского края			116,92	100,00%
2.	<i>по типам электростанций:</i>				
2.1.			ДЭС	93,48	79,95%
2.2.			ГДЭС	8,01	6,85%
2.3.			ГеоЭС	12,00	10,26%
2.4.			ГЭС	1,71	1,46%
2.5.			ВЭС	1,72	1,47%
3.	<i>по энергокомпаниям:</i>				
3.1.			АО «ЮЭСК»	74,27	63,52%
3.2.			АО «Корякэнерго»	25,08	21,45%
3.3.			ПАО «Камчатскэнерго»	17,57	15,03%
4.	Средне-Камчатский энергоузел (Быстринский МР, Мильковский МР)			7,34	6,28%
4.1.	с. Долиновка	ДЭС-19	АО «ЮЭСК»	0,715	0,61%
4.2.	п. Таежный	ДЭС-6	АО «Корякэнерго»	0,24	0,21%
4.3.	п. Атласово	ДЭС-14	АО «ЮЭСК»	4,68	4%
4.4.	с. Эссо	Быстринская МГЭС	АО «ЮЭСК»	1,71	1,46%
5.	Озерновский энергоузел (Усть-Большерецкий МР)			17,57	15,03%
5.1.	п. Озерновский	Озерновская ДЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	5,57	4,76%
5.2.	п. Паужетка	Паужетская ГеоЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	12,00	10,26%
6.	Алеутский энергоузел (Алеутский муниципальный округ в Камчатском крае)			2,81	2,4%
6.1.	с. Никольское	ДЭС-17	АО «ЮЭСК»	2,26	1,93%
6.2.		ВЭС	АО «ЮЭСК»	0,55	0,47%
7.	Усть-Камчатский энергоузел (Усть-Камчатский МР)			19,77	16,91%
7.1.	п. Усть-Камчатск	ДЭС-23	АО «ЮЭСК»	18,60	15,91%
7.2.		ВЭС-23	АО «ЮЭСК»	1,175	1%
8.	Ключевской энергоузел (Усть-Камчатский МР)			6,20	5,3%
8.1.	п. Ключи	ДЭС-22	АО «ЮЭСК»	6,20	5,3%
9.	Козыревский энергоузел (Усть-Камчатский МР)			2,23	1,91%
9.1.	п. Козыревск	ДЭС-16	АО «ЮЭСК»	2,23	1,91%
10.	Соболевский энергоузел (Соболевский МР)			8,25	7,06%
10.1.	с. Соболево	ГДЭС-7	АО «ЮЭСК»	5,67	4,85%
10.2.	п. Крутогоровский	ГДЭС-21	АО «Корякэнерго»	2,34	2%
10.3.	п. Ичинский	ДЭС-22	АО «Корякэнерго»	0,24	0,21%
11.	Паланский энергоузел (ГО «поселок Палана», Тигильский МР)			7,00	5,99%

1	2	3	4	5	6
11.1.	п. Палана	ДЭС-10	АО «ЮЭСК»	6,00	5,13%
11.2.	с. Лесная	ДЭС-30	АО «ЮЭСК»	1,00	0,86%
12.	Тигильский энергоузел (Тигильский МР)			10,77	9,21%
12.1.	с. Тигиль	ДЭС-11	АО «ЮЭСК»	4,80	4,11%
12.2.	с. Усть-Хайрюзово	ДЭС-5	АО «Корякэнерго»	5,43	4,64%
12.3.	с. Хайрюзово	ДЭС-29	АО «Корякэнерго»	0,24	0,21%
12.4.	с. Воямполка	ДЭС-29	АО «ЮЭСК»	0,30	0,26%
13.	Оссорский энергоузел (Карагинский МР)			6,74	5,76%
13.1.	п. Оссора	ДЭС-12	АО «ЮЭСК»	4,60	3,93%
13.2.	с. Ильпырский	ДЭС-25	АО «Корякэнерго»	0,82	0,7%
13.3.	с. Тымлат	ДЭС-23	АО «Корякэнерго»	1,32	1,13%
14.	Олюторский энергоузел (Олюторский МР)			20,65	17,66%
14.1.	с. Тиличики	ДЭС-8	АО «ЮЭСК»	6,20	5,3%
14.2.		мДЭС-8	АО «Корякэнерго»	5,00	4,28%
14.3.	с. Хаилино	ДЭС-26	АО «Корякэнерго»	2,08	1,78%
14.4.	с. Пахачи	ДЭС-14	АО «Корякэнерго»	2,37	2,03%
14.5.	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	АО «Корякэнерго»	1,30	1,11%
14.6.	с. Вывенка	ДЭС-28	АО «Корякэнерго»	1,74	1,49%
14.7.	с. Ачайваям	ДЭС-27	АО «Корякэнерго»	0,62	0,53%
14.8.	с. Апука	ДЭС-7	АО «Корякэнерго»	1,34	1,15%
15.	Пенжинский энергоузел (Пенжинский МР)			7,6	6,49%
15.1.	с. Таловка	ДЭС-26	АО «ЮЭСК»	0,56	0,48%
15.2.	с. Манилы	ДЭС-4	АО «ЮЭСК»	4,32	3,69%
15.3.	с. Каменское	ДЭС-9	АО «ЮЭСК»	1,20	1,03%
15.4.	с. Парень	ДЭС-28	АО «ЮЭСК»	0,13	0,11%
15.5.	с. Слаутное	ДЭС-1	АО «ЮЭСК»	0,48	0,41%
15.6.	с. Аянка	ДЭС-15	АО «ЮЭСК»	0,77	0,66%
15.7.	с. Оклан	ДЭС-27	АО «ЮЭСК»	0,13	0,11%

Увеличение мощности по сравнению с 2021 годом (106,8 МВт) составило 10,12 МВт (+ 9,48 процента), в том числе ДЭС-23 (АО «ЮЭСК», Усть-Камчатский энергоузел) 18,6 МВт (+ 63,16 процента), ДЭС-14 (АО «ЮЭСК», Средне-Камчатский энергоузел) 4,68 МВт (+27,17 процента), ГДЭС-7 (АО «ЮЭСК», Соболевский энергоузел) 5,67 МВт (+ 21,41 процента).

2.6. Состав генерирующего оборудования существующих электростанций (включая электростанции промышленных предприятий) с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Состав электростанций, осуществляющих электроснабжение на территории Центрального энергоузла, представлен в таблице 2.6.1.

Таблица 2.6.1

№ п/п	Наименование	Принадлежность и правовой статус	Место расположения	Установленная мощность, МВт (на 01.01.2023)	Топливо
1	2	3	4	5	6
1.	Камчатская ТЭЦ-1	ПАО «Камчатскэнерго»	г. Петропавловск-Камчатский	204	газ, мазут
2.	Камчатская ТЭЦ-2	ПАО «Камчатскэнерго»	г. Петропавловск-Камчатский	160	газ, мазут
3.	ДЭС-5 Мильково	ПАО «Камчатскэнерго»	п. Мильково	4	дизель
4.	ДЭС-6 Усть-Большерецк	ПАО «Камчатскэнерго»	с. Усть-Большерецк	4,6	дизель
5.	ДЭС (КТЭЦ-2)	ПАО «Камчатскэнерго»	г. Петропавловск-Камчатский	3,15	дизель
6.	Мутновская ГеоЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	п. Дачный, Елизовский муниципальный район	50	пароводяная смесь из геотермальных скважин
7.	Верхне-Мутновская ГеоЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	п. Дачный, Елизовский муниципальный район	12	пароводяная смесь из геотермальных скважин
8.	Каскад Толмачевских ГЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	с. Усть-Большерецк, Большерецкий муниципальный район, р. Толмачева	45,4	гидроресурсы
9.	Всего:			483,15	
10.	Электростанции АО «Камчатские электрические сети им. И. А. Пискунова»	АО «Камчатские электрические сети»	п. Октябрьский, Усть-Большерецкого муниципального района	10,1	дизель/ветроресурсы

В таблице 2.6.2 приведен состав существующих электростанций, осуществляющих электроснабжение на территории Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций.

Таблица 2.6.2

№ п/п	Наименование	Ст.№	Год ввода	Тип оборудования	Маркировка	Установленная мощность		Вид топлива	Примечание
						МВт, т/ч	Гкал/ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	ПАО «Камчатскэнерго»								
1.1.	Камчатская ТЭЦ-1, г. Петропавловск- Камчатский					204	289	газ, мазут	
		4	1970	турбины паровые	Р-44-9,0/1,2	44	90		
		5	1975	турбины паровые	К-50-90-4	55			
		6	1977	турбины паровые	Т-50-90	50	55		
		7	1980	турбины паровые	К-50-90-4	55			
		1	1966	котлы барабанные	БКЗ-120-100ГМ	135	82,72	мазут	в консервации
		2	1965	котлы барабанные	БКЗ-120-100ГМ	120	73,53	мазут	в консервации
		3-5	1969-1971	котлы барабанные	БКЗ-120-100ГМ	135	82,72	мазут	в консервации
		6-8	1975-1977	котлы барабанные	БКЗ-120-100ГМ	120	73,53	газ, мазут – резервное топливо	
		9	1978	котлы барабанные	БКЗ-120-100ГМ	135	82,72	мазут	
		10-11	1981-1983	котлы барабанные	БКЗ-120-100ГМ	120	73,53	мазут	
1.2.	Камчатская ТЭЦ-2, г. Петропавловск- Камчатский					160	360	газ, мазут	
		1	1985	турбины паровые	ПТ-80/100-130-13	80	180		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		2	1987	турбины паровые	ПТ-80/100-130-13	80	180		
		1,2,3	1985-1988	котлы барабанные	БКЗ-320-140ГМ	320	190,4	газ, мазут - резервное топливо	
1.3.	ДЭС-5 с. Мильково		1975	дизель генераторы	Г-72	4,0		дизельное топливо	
1.4.	ДЭС-6 с. Усть-Большерецк		1983	дизель генераторы	Г-72, 14-26 ДГ	4,6		дизельное топливо	
1.5.	ДЭС ТЭЦ-2 г. Петропавловск-Камчатский		1993	дизель генераторы	СГС 1370-750 УЗ	3,15		дизельное топливо	
2.	Филиал «Возобновляемая энергетика»								
2.1.	Мутновская ГеоЭС-1 Елизовский муниципальный район, п. Дачный					50		пароводяная смесь из геотермальных скважин	
		1	2002	турбины паровые	К-25-06 Гео	25			
		2	2002	турбины паровые	К-25-06 Гео	25			
2.2.	Верхне-Мутновская ГеоЭС Елизовский муниципальный район, п. Дачный					12		пароводяная смесь из геотермальных скважин	
		1	1999	турбины паровые	Туман-4К	4			
		2	1999	турбины паровые	Туман-4К	4			
		3	2000	турбины паровые	Туман-4К	4			
2.3.	Толмачевская ГЭС-1 Усть-Большерецкий муниципальный район, р. Толмачева					2,2		гидроресурсы	ГЭС-регулятор приплотинного типа с глубинным регулирующим водосбросом
		1	1999	гидротурбины	Пр18/811а-ВБ	1,1			
		2	1999	гидротурбины	Пр18/811а-ВБ	1,1			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
2.4.	Толмачевская ГЭС-2 Усть-Большерецкий муниципальный район, р. Толмачева						24,8		гидроресурсы	ГЭС деривационного типа с открытым каналом и металлическим водоводом на концевых участках
		1	2011	гидротурбины	PO170/662- BM95	12,4				
		2	2011	гидротурбины	PO170/662- BM95	12,4				
2.5.	Толмачевская ГЭС-3 Усть- Большерецкий муниципальный район, р. Толмачева						18,4		гидроресурсы	ГЭС деривационного типа с открытым каналом и металлическим водоводом на концевых участках, напор 122 м
		1	2001	гидротурбины	PO180/874а- В-102	9,2				
		2	2001	гидротурбины	PO180/874а- В-102	9,2				
		1	2001	гидротурбины	PO180/874а- В-102	9,2				
		2	2001	гидротурбины	PO180/874а- В-102	9,2				

Камчатская ТЭЦ-1

В настоящее время на электростанции установлено четыре турбоагрегата:

- № 4 Р-44-9,0/1,2, введен в 1970 году;
- № 5 К-50-90, введен в 1975 году;
- № 6 Т-50-90, введен в 1977 году;
- № 7 К-50-90, введен в 1980 году.

В 2012 году турбоагрегат № 4 был реконструирован из Т-50-90 в турбину с противодавлением со снижением установленной мощности до 44 МВт (Р-44-9,0/1,2).

В период 2012-2017 гг. турбоагрегат № 7 (К-50-90) был выведен в консервацию.

Для турбоагрегатов парковый ресурс составляет 270 000 часов.

Фактическая наработка турбоагрегатов Камчатской ТЭЦ-1 на 01.01.2023 составляет:

- т/а № 4 (Р-44-9,0/1,2) – 209480 часов, коэффициент исчерпания паркового ресурса – 77,6 %;
- т/а № 5 (К-50-90) – 152 542 часов, коэффициент исчерпания паркового ресурса – 56,3 %;
- т/а № 6 (Т-50-90) – 248988 часов, коэффициент исчерпания паркового ресурса – 92,2 %;
- т/а № 7 (К-50-90) – 145869 часов, коэффициент исчерпания паркового ресурса -54,0 %.

Располагаемая мощность электростанций в Центральном энергоузле превышает максимальное потребление почти в 2 раза. Из-за этого менее экономичная Камчатская ТЭЦ-1 эксплуатируется с низким коэффициентом использования установленной мощности.

С вводом Толмачевской ГЭС-2, пиковая часть графика нагрузки покрывается за счет каскада Толмачевских ГЭС, что позволяет обеспечивать для агрегатов Камчатской ТЭЦ-1 базовый режим работы.

Камчатская ТЭЦ-2

На электростанции установлены два теплофикационных турбоагрегата единичной мощностью 80 МВт каждый. Агрегат № 1 ПТ-80/100-130 введен в эксплуатацию в 1985 году; № 2 ПТ-80/100-130 - в 1987 году. Турбины изготовлены на Ленинградском металлическом заводе.

Парковый ресурс турбоагрегатов составляет 220 000 часов. Фактическая наработка с начала эксплуатации на 01.01.2023:

- для т/а № 1 (ПТ-80-130) составляет 231750 часов, коэффициент исчерпания паркового ресурса – 105,3 %;
- для т/а № 2 (ПТ-80-130) – 219774 часов, коэффициент исчерпания паркового ресурса – 99,9 %.

В 2020 году для турбоагрегата № 1 (ПТ-80-130) с целью продления ресурса была проведена экспертиза промышленной безопасности (далее - ЭПБ), в

результате которой была разрешена дальнейшая эксплуатация агрегата в течение 50 000 часов.

В 2022 году для турбоагрегата № 2 (ПТ-80-130) с целью продления ресурса была проведена экспертиза промышленной безопасности (далее - ЭПБ), в результате которой была разрешена дальнейшая эксплуатация агрегата в течение 50 000 часов.

Режим работы теплофикационного оборудования в максимуме электрических нагрузок определялся тепловыми нагрузками. Паросиловое оборудование Камчатской ТЭЦ-2 участвует в покрытии базовой и переменной (полупиковой) части суточного графика нагрузки с разгрузкой в ночные часы.

Основное турбинное оборудование Камчатских ТЭЦ достигнет паркового ресурса (по данным ПАО «Камчатскэнерго»):

- на Камчатской ТЭЦ-1 для т/а № 4 (Р-44-9,0/1,2), № 5 (К-50-90) и № 7 (К-50-90), учитывая малую загрузку оборудования парковый ресурс достигнет к 2050 году. Для турбоагрегата № 6 (Т-50-90) при существующей средней загрузке генерирующего оборудования парковый ресурс отрабатывается к 2027 году.

При достижении паркового ресурса турбинного оборудования потребуются его обследование и в зависимости от результатов обследования продление индивидуального ресурса, либо замена.

В таблице 2.6.3 приведен состав и состояние парка турбинного оборудования Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 на 01.01.2023 года.

Таблица 2.6.3

№ п/п	Ст. номер	Тип (марка) оборудования	Завод изготовитель	Год ввода	Установленная мощность	Тепловая мощность, Гкал/час	Нормативный срок службы (парковый ресурс), час	Наработка на 01.01.2023	Количество пусков с начала эксплуатации, шт	Количество продлений	Дата останова при ТП	Цель останова при ТП	Наработка за отчетный год, час	Количество пусков за отчетный год, шт	Выработка электроэнергии за отчетный год, тыс. кВт
					МВт								2022 г	2022 г.	2022 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1.	ТЭЦ-1														
1.1.	4	Р-44-9,0/1,2	Ленинградский МЗ	1970	44	90	270 000	209 480	277		01.10.08	М	3 106	5	47 204
1.2.	5	К-50-90-4	Ленинградский МЗ	1975	55	0	270 000	152 542	279				508	7	15 096
1.3.	6	Т-50-90	Ленинградский МЗ	1977	50	55	270 000	248 988	241				5 948	7	183 496
1.4.	7	К-50-9045	Ленинградский МЗ	1980	55	0	270 000	145 869	218				2 240	6	62 004
2.	ТЭЦ-2														
2.1.	1	ПТ-80/100-130-13	Ленинградский МЗ	1985	80	180	220 000	231 750	200	1			7 380	5	443 333
2.2.	2	ПТ-80/100-130-13	Ленинградский МЗ	1987	80	180	220 000	219 774	186	1			5 521	2	368 483

В таблице 2.6.4 приведен состав и состояние парка турбинного оборудования Мутновских ГеоЭС на 01.01.2023 года.

Таблица 2.6.4

№ п/п	Наименование	Тип (марка) турбины	Год изготовления/ввода	Установленная мощность на конец года	Нормативный срок службы (парковый ресурс), лет	Год достижения паркового ресурса
1	2	3	4	5	6	7
1.	Верхне-Мутновская ГеоЭС	Туман 4К	1999	4,0	30	2029
2.		Туман 4К	1999	4,0	30	2029
3.		Туман 4К	2000	4,0	30	2030
4.	Мутновская ГеоЭС-1	К-25-0,6 Гео	2002	25,0	30	2032
5.		К-25-0,6 Гео	2002	25,0	30	2032

Состояние парка турбинного оборудования Мутновских ГеоЭС удовлетворительное.

Оборудование Верхне-Мутновской ГеоЭС достигнет паркового ресурса в 2029-2030 гг., а Мутновской ГеоЭС-1 – в 2032 году.

Генерирующее оборудование Мутновских ГеоЭС участвует в покрытии базовой части суточного графика нагрузки.

Состав генерирующего оборудования электростанций, изолированных энергоузлов Камчатского края компаний АО «ЮЭСК», АО «Корякэнерго», ПАО «Камчатскэнерго» (Филиал «Возобновляемая энергетика») приведен в таблицах 2.6.5–2.6.7 соответственно.

Состав генерирующего оборудования электростанций АО «ЮЭСК»

Таблица 2.6.5

№ п/п	Наименование электростанции	Место расположения объекта	Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Установленная мощность на 01.01.2023 года, МВт	Фактический срок службы, лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ДЭС-4	с. Манилы, Пенжинский район, Камчатский край	1	ДГ-72	1987	д/т	4,32	36
			2	ДГ-72	1987	д/т		36
			3	ДГ-72	1987	д/т		36
			4	ДГ-72	1987	д/т		36
			5	ДГ-72	2013	д/т		10
			6	ДГА-320	2013	д/т		10
2.	гДЭС-7	с. Соболево, Соболевский район, Камчатский край	M1	Caterpillar 3516	2009	природный газ	5,67	14
			M2	Caterpillar 3516	2009	природный газ		14
			3	Caterpillar 3512	2013	д/т		10
			5	Cummins KTA50G3	2022	д/т		1
3.	ДЭС-8	с. Тилички, Олюторский район, Камчатский край	1	ДГ-72	1978	д/т	6,2	45
			2	ДГ-72	1991	д/т		32
			4	ДГ-72	1978	д/т		45
			5	ДГ-72	1979	д/т		44
			M1	Cummins KTA 50G3	2022	д/т		1
			M2	Cummins KTA 50G3	2018	д/т		5
			M3	Cummins KTA 50G3	2018	д/т		5
4.	ДЭС-9	с. Каменское, Пенжинский район,	1	8NVD-36	1982	д/т	1,2	41
			2	8NVD-36	1974	д/т		49

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		Камчатский край	3	Cummins КТА38	2017	д/г		6
5.	ДЭС-10	п. Палана, Тигильский район, Камчатский край	2	ДГ-72	1992	д/г	6,0	31
			3	ДГ-72	2011	д/г		12
			4	ДГ-99	2001	д/г		22
			5	ДГ-72	1978	д/г		23
			6	LB8250ZLD	2015	д/г		8
			7	ДГ-72	1978	д/г		45
			8	ДГ-72	1980	д/г		43
6.	ДЭС-11	с. Тигиль, Тигильский район, Камчатский край	2	14-26 ДГ	1991	д/г	4,8	32
			3	14-26 ДГ	1990	д/г		33
			4	LB8250ZLD	2016	д/г		7
			5	ДГ-72	1987	д/г		36
			6	ДГ-72	1988	д/г		35
7.	ДЭС-12	п. Оссора, Карагинский район, Камчатский край	1	14-26 ДГ	1988	д/г	4,6	35
			2	14-26 ДГ	1991	д/г		32
			3	ДГ-72	2010	д/г		13
			4	ДГ-72	2011	д/г		12
			5	ДГ-72	2014	д/г		9
8.	ДЭС-14	п. Атласово, Милюковский район, Камчатский край	1	ДГ-72	1985	д/г	4,68	38
			2	ДГ-72	1982	д/г		41
			3	ДГ-72	1982	д/г		41
			M1	Caterpillar 3512	2013	д/г		10
			M2	Cummins КТА 50G3	2022	д/г		1
9.	ДЭС-16	с. Козыревск, Усть- Камчатский район, Камчатский край	2	ДГ-315	1994	д/г	2,23	29
			4	ДГ-72	1991	д/г		32
			5	ДГ-315	1986	д/г		37
			6	ДГ-72	1996	д/г		27
10.	ДЭС-17	с. Никольское, Алеутский	M1	Caterpillar 3406	2007	д/г	2,26	16
			M2	Caterpillar 3406	2007	д/г		16

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		муниципальный округ в Камчатском крае	МЗ	Caterpillar 3406	2007	д/г		16
			4	Caterpillar 3406	2014	д/г		9
			5	Caterpillar 3406	2017	д/г		6
			4	22ДГ	2004	д/г		19
11.	ДЭС-19	с. Долиновка, Мильковский район, Камчатский край	1	Cummins C200D5	2018	д/г	0,40	5
			2	Perkins GEP165	2014	д/г		9
			3	Perkins GEP165	2011	д/г		12
12.	ДЭС-22	п. Ключи, Усть-Камчатский район, Камчатский край	1	LB8250ZLD	2017	д/г	6,2	6
			2	LB8250ZLD	2015	д/г		8
			3	LB8250ZLD	2014	д/г		9
			4	ДГ-72	2001	д/г		22
			5	ДГ-72	1977	д/г		46
			6	ДГ-72	2012	д/г		11
			7	ДГ-72	2010	д/г		13
13.	ДЭС-23	с. Усть-Камчатск, Усть-Камчатский район, Камчатский край	4	ДГ-72	1992	д/г	18,6	31
			5	LB8250ZLD	2014	д/г		9
			6	LB8250ZLD	2018	д/г		5
			7	ДГ-72	2001	д/г		22
			8	ДГ-72	1993	д/г		30
			9	Mitsubishi S 16R-RTAA	2022	д/г		1
			10	Mitsubishi S 16R-RTAA	2022	д/г		1
			11	Mitsubishi S 16R-RTAA	2022	д/г		1
			12	Mitsubishi S 16R-RTAA	2022	д/г		1
			13	Mitsubishi S 16R-RTAA	2022	д/г		1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
			14	Mitsubishi S 16R-RTAA	2022	д/т		1
			15	Mitsubishi S 16R-RTAA	2022	д/т		1
			2	Caterpillar 3512	2021	д/т		2
			3	Caterpillar 3512	2021	д/т		2
14.	ДЭС-1	с. Слаутное, Пенжинский район, Камчатский край	1	Cummins C440D5	2015	д/т	0,487	8
			2	Cummins C250D5	2015	д/т		8
15.	ДЭС-15	с. Аянка, Пенжинский район, Камчатский край	1	Cummins C250D5	2013	д/т	0,774	10
			2	Cummins C250D5	2013	д/т		10
			3	Cummins C440D5	2013	д/т		10
			4	ДГ100	2007	д/т		16
16.	ДЭС-26	с. Таловка, Пенжинский район, Камчатский край	1	Cummins C250D5	2013	д/т	0,561	10
			2	Cummins C250D5	2013	д/т		10
			3	Cummins C250D5	2013	д/т		10
17.	ДЭС-27	с. Оклан, Пенжинский район, Камчатский край	1	ММЗ Д-246.4	2017	д/т	0,130	6
			2	ММЗ Д-246.1	2017	д/т		6
			3	ММЗ Д-246.4	2018	д/т		5
18.	ДЭС-28	с. Парень, Пенжинский район, Камчатский край	1	Cummins C22D5	2012	д/т	0,136	11
			2	ММЗ Д-243	2013	д/т		10
			3	Ricardo 6105ZLD	2008	д/т		15
			4	ММЗ Д-246.1	2018	д/т		5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19.	ДЭС-29	с. Воямполка, Тигильский район, Камчатский край	1	ЯМЗ-238М2	2002	д/т	0,300	21
			2	Ricardo G128ZLD	2019	д/т		4
20.	ДЭС-30	с. Лесная, Тигильский район, Камчатский край	2	Doosan P- 126TI-II	2016	д/т	1,0	7
			3	ММЗ Д-246.4	2014	д/т		9
			4	ЯМЗ 238ДИ	2016	д/т		7
			5	Doosan P- 126TI-II	2020	д/т		3
			1	Doosan P- 126TI-II	2021	д/т		2
Итого:							74,27	
Оборудование отработавшее более 25 лет							37,11%	

Состав генерирующего оборудования электростанций АО «Корякэнерго»

Таблица 2.6.6

№ п/п	Наименование электростанции	Место расположения объекта	Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Установленная мощность на 01.01.2023 года, МВт	Фактический срок службы, лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ДЭС-6	п. Гаежный	1	DA-C100	2019	д/т	0,080	4
			2	DA-C100	2022	д/т	0,080	1
			3	DA-C100	2016	д/т	0,080	7
2.	ДЭС-7	с. Апука	1	BF-DW412	2013	д/т	0,300	10
			2	DA-DO450	2022	д/т	0,360	1
			3	S500KD	2018	д/т	0,360	5
	ДЭС Заречное	мкр.Заречное с. Апука	1	BF-C142	2014	д/т	0,104	9
			2	DA-C130	2019	д/т	0,104	4
			3	BF-C65	2013	д/т	0,048	10
			4	DA-C100	2022	д/т	0,080	1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.	ДЭС-5	с. Усть-Хайрюзово	1	DA-C1500HV	2016	д/т	1,200	7
			2	DA-C1500HV	2017	д/т	1,200	6
			3	DA-C1500HV	2016	д/т	1,200	7
			4	DA-C1500HV	2022	д/т	1,200	1
			6	ДГ-73-400	1983	д/т	0,630	40
4.	ДЭС-14	с. Пахачи	1	DA-C500	2016	д/т	0,400	7
			2	DA-C800	2016	д/т	0,640	7
			3	DA-C500	2017	д/т	0,400	6
			4	DA-C800	2017	д/т	0,640	6
	ДЭС «Водозабор»		1	АД100С-Т400-РПМ2	2009	д/т	0,100	14
			2	АД100С-Т400-РПМ2	2011	д/т	0,100	12
			3	S65HC	2019	д/т	0,048	4
			4	S65HC	2019	д/т	0,048	4
5.	ДЭС-16	с. Средние Пахачи	1	DA-DO 500	2017	д/т	0,400	6
			2	DA-DO 275	2017	д/т	0,220	6
			3	DA-DO 275	2017	д/т	0,220	6
			4	DA-DO 575	2020	д/т	0,460	3
6.	ГДЭС-21	п. Крутогоровский	1	DA-MW750NG	2021	природный газ	0,600	2
			2	DA-MW750NG	2021	природный газ	0,600	2
			3	RK550GF	2011	д/т	0,500	12
			4	RK700GF	2011	д/т	0,640	12
7.	ДЭС-22	п. Ичинский	1	S110HC	2018	д/т	0,080	5
			2	DA-C100	2020	д/т	0,080	3
			3	S110HC	2018	д/т	0,080	5
8.	ДЭС-23	с. Тымлат	1	BF-C550	2012	д/т	0,400	11
			2	DA-C500	2020	д/т	0,400	3
			3	S350CC	2018	д/т	0,250	5
			4	DA-C350	2019	д/т	0,275	4
9.	ДЭС-25	с. Ильпырский	1	S290HC	2018	д/т	0,220	5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	ДЭС водозабора		2	S290HC	2018	д/т	0,220	5
			3	DA-C375	2020	д/т	0,300	3
			1	BF-C65	2014	д/т	0,048	9
			2	DA-C60	2020	д/т	0,048	3
10.	ДЭС-26	с. Хаилино	1	BF-C880	2015	д/т	0,640	8
			2	BF-C880	2014	д/т	0,640	9
			3	DA-C500	2020	д/т	0,400	3
			4	BF-C550	2014	д/т	0,400	9
11.	ДЭС-27	с. Ачайваям	1	DA-C375	2020	д/т	0,300	3
			2	DA-C200	2020	д/т	0,160	3
			3	DA-C200	2020	д/т	0,160	3
12.	ДЭС-28	с. Вывенка с. Усть-Вывенка	1	S290HC	2018	д/т	0,220	5
			2	RK155GF	2011	д/т	0,140	12
			3	DA-C575	2020	д/т	0,460	3
			4	BF-C550	2013	д/т	0,400	10
			5	DA-C275	2019	д/т	0,220	4
	ДЭС с. Усть-Вывенка		1	RK155GF	2011	д/т	0,140	12
			2	DA-C100	2019	д/т	0,080	4
13.	ДЭС-29	с. Хайрюзово	3	DA-C100	2020	д/т	0,080	3
			1	DA-C100	2019	д/т	0,080	4
			2	DA-C100	2020	д/т	0,080	3
14.	ДЭС-30 (в резерве)	с. Ковран	3	BF-C110	2014	д/т	0,080	9
			1	BF-C275D	2014	д/т	0,220	9
			2	BF-C220	2014	д/т	0,160	9
15.	МДЭС-8	с. Тилички	3	BF-C220	2014	д/т	0,160	9
			1	DA-C1250PHV	2016	д/т	1,000	7
			2	DA-C1250PHV	2016	д/т	1,000	7
			3	DA-C1250PHV	2016	д/т	1,000	7
			4	DA-C1250PHV	2017	д/т	1,000	6
5	DA-C1250PHV	2017	д/т	1,000	6			
16.	Рыбоперерабатывающие предприятия							

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16.1.	ДЭС АО «Озерновский РКЗ № 55»	ДЭС-38 п. Озерновский	1	CAT 3512B	2013	д/т	1,000	10
			2	CAT 3512	2013	д/т	1,000	10
			3	CAT 3512B	2013	д/т	1,000	10
			4	CAT 3512B	2013	д/т	1,000	10
			5	Caterpillar	2018	д/т	1,000	5
			6	Caterpillar 35129	2018	д/т	1,000	5
16.2.	ДЭС ООО «Витязь- Авто»		1	CAT 3516	2006	д/т	1,200	17
			2	CAT 3512	2017	д/т	1,000	6
			3	CAT3512	2013	д/т	1,000	10
			4	DAEVOO	2009	д/т	0,400	14
16.3.	ДЭС ООО «Скит»		1	ДГУ № EUY0D 900	2009	д/т	0,563	14
			2	ДГУ № EUY0D 900	2009	д/т	0,569	14
			3	ДГУ № EUY0D 900	2009	д/т	0,541	14
			4	ДГУ № EUY0D 900	2009	д/т	0,540	14
			5	ДГУ №DV22- 00G09102	2012	д/т	0,558	11
16.4.	ДЭС ОАО «Колхоз Октябрь»	ДЭС-36 с. Устьевое	1	CAT 3412	2012	д/т	0,600	11
			2	CAT C 18	2007	д/т	0,500	16
			3	ДГУ Weichai Power	2018	д/т	0,300	5
16.5.	ДЭС ООО «Витязь- Авто»		1	CAT 3512	2010	д/т	1,000	13
			2	CAT 3512	2018	д/т	1,000	5
			3	CAT 3512	2018	д/т	1,000	5
			4	DAEVOO DWG- 330SR	2018	д/т	0,300	5
Итого:							37,534	
Оборудование отработавшее более 25 лет							2,4%	

Состав генерирующего оборудования электростанций
 ПАО «Камчатскэнерго» (Филиал «Возобновляемая энергетика»)

Таблица 2.6.7

№ п/п	Наименование электростанции	Место расположения объекта	Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Установленная мощность на 01.01.2023 года, МВт	Фактический срок службы, лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Паужетская ГеоЭС	п. Паужетка	1	Паровая турбина ГТЗА-631	2006	паро-водяная смесь	6,000	17
			2	Паровая турбина МК-6	1980	паро-водяная смесь	6,000	43
2.	Озерновская ДЭС	п. Озерновский	1	4-26 ДГ	1986	д/т	1,050	37
			2	ДГР-520/1000	1986	д/т	0,520	37
			3	MTU 12V4000G23R	2017	д/т	1,000	6
			4	MTU 12V4000G23R	2017	д/т	1,000	6
			5	MTU 12V4000G23R	2018	д/т	1,000	5
			6	MTU 12V4000G23R	2018	д/т	1,000	5
Итого:							17,570	
Оборудование отработавшее более 25 лет							37,5%	

Имеются следующие проблемы текущего состояния генерирующего оборудования изолированных энергоузлов Камчатского края:

1. Устаревание ДЭС. Около 37,5 процентов оборудования дизельных электростанций отработали более 25 лет. В связи с этим, требуется масштабная модернизация этих установок, либо замена их на новое современное оборудование и строительство объектов генерации на возобновляемых источниках энергии с развитием сетевой инфраструктуры для подключения потребителей.

2. Состояние Паужетской ГеоЭС. Нормативный срок службы оборудования Паужетской ГеоЭС регламентирован техническими условиями на поставку оборудования и составляет 40 лет. На сегодняшний день оборудование станции отработало более 40 лет. Техническое состояние части турбинного парка оборудования Паужетской ГеоЭС приближается к состоянию невосстанавливаемого износа, это оборудование системы регулирования и проточная часть турбины МК-6-1, арматура пристанционного парового коллектора и другое. В 2020 году экспертными мероприятиями продлен парковый ресурс основных частей турбоагрегата МК-6-0.2 (корпус и проточная часть) на 35 тыс. час. На Паужетской ГеоЭС за 60-летний период эксплуатации были произведены две реконструкции генерирующего оборудования путем его замены. В обоих случаях были введены адаптированные для работы в условиях сниженных параметров пара бывшие в употреблении турбоагрегаты. Эксплуатация геотермального месторождения без развития скважинного фонда сократила реальную добычу пара на уровне 5,6 МВт, вместо возможных 12 МВт.

2.7. Структура выработки электрической энергии по типам электростанций Центрального энергоузла Камчатского края и видам собственности за период 2018–2022 гг.

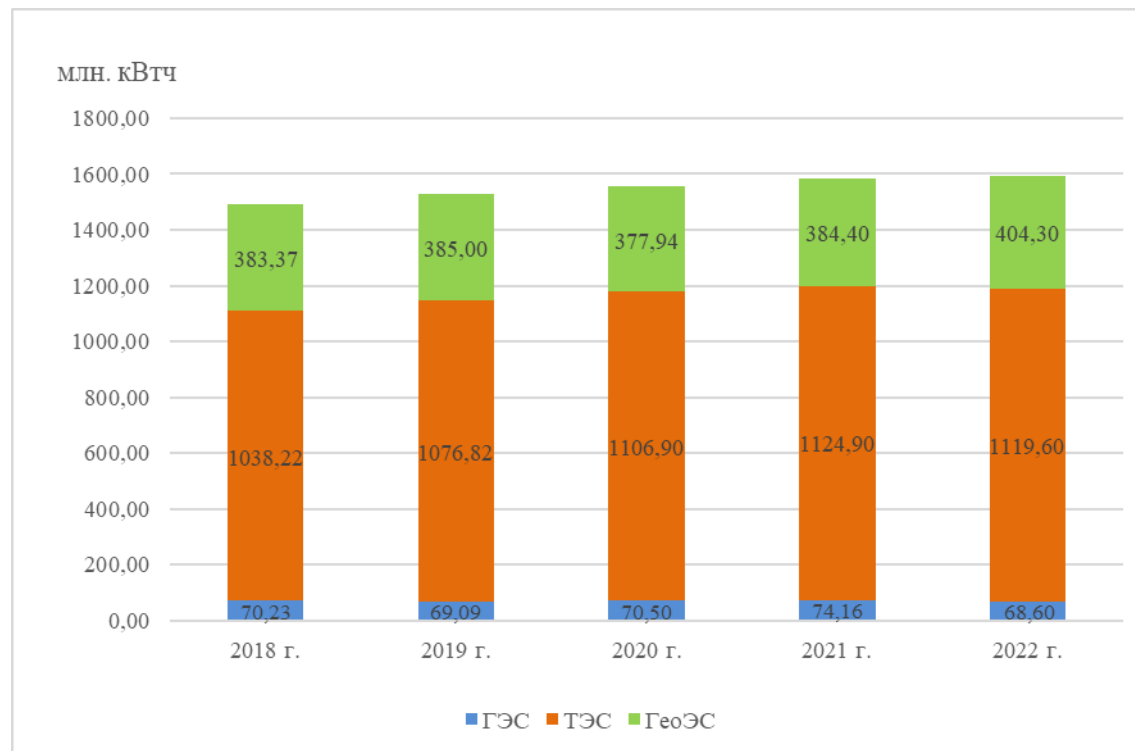
Выработка электрической энергии электростанциями Камчатского края в 2022 году составила 2064 млн. кВтч, в том числе на электростанциях Центрального энергоузла – 1592,88 млн. кВтч; изолированных энергоузлов Камчатского края – 211,52 млн. кВтч, на электростанциях АО «Камчатские электрические сети им. И. А. Пискунова» - 9,372 млн. кВтч., источниках прочих потребителей – 176,1 млн. кВтч. Структура выработки электроэнергии электростанциями Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края за период 2018-2022 гг. представлена в рисунке 2.7.1.

Собственное производство электрической энергии электростанциями Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в период 2018–2022 гг. возросло на 100,7 млн. кВтч с 1491,82 млн. кВтч в 2018 году до 1592,88 млн. кВтч в 2022 году (таблица 2.7.1).

Производство электрической энергии электростанциями Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края
в период 2018–2022 гг.

Таблица 2.7.1

№ п/п		2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.	
		Млн. кВтч	%	Млн. кВтч	%	Млн. кВтч	%	Млн. кВтч	%	Млн. кВтч	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Всего, из них:	1491,82	100	1530,91	100	1555,94	100	1584,06	100	1592,88	100
1.1.	ГЭС	70,231	4,7	69,09	4,5	70,501	4,5	74,157	4,7	68,619	4,3
1.1.1.	<i>Каскад Толмачевские ГЭС</i>	70,231	4,7	69,09	4,5	70,501	4,5	74,157	4,7	68,619	4,3
1.2.	ТЭС из них:	1038,018	69,6	1076,402	70,3	1106,974	71,1	1124,984	71	1119,631	70,3
1.2.1.	ТЭЦ:	1038,018	69,6	1076,402	70,3	1106,974	71,1	1124,984	71	1119,631	70,3
1.2.1.1.	<i>Камчатская ТЭЦ-1</i>	268,896	18,0	271,62	17,7	284,988	18,3	296,676	18,7	307,8	19,3
1.2.1.2.	<i>Камчатская ТЭЦ-2</i>	769,122	51,6	804,782	52,6	821,986	52,8	828,308	52,3	811,831	50,98
1.2.2.	<i>ДЭС ЦЭС</i>	0,198	0,01	0,413	0,03	0,522	0,0	0,522	0,03	0,355	0,02
1.3.	ГеоЭС	383,372	25,7	385,004	25,1	377,939	24,3	384,393	24,3	404,272	25,39
1.3.1.	<i>Мутновские ГеоЭС</i>	383,372	25,7	385,004	25,1	377,939	24,3	384,393	24,3	404,272	25,39



Структура выработки электроэнергии электростанциями Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края за период 2018–2022 гг.

Кроме того, на территории Центрального энергоузла функционируют электростанции коммерческого предприятия АО «Камчатские электрические сети им. И. А. Пискунова».

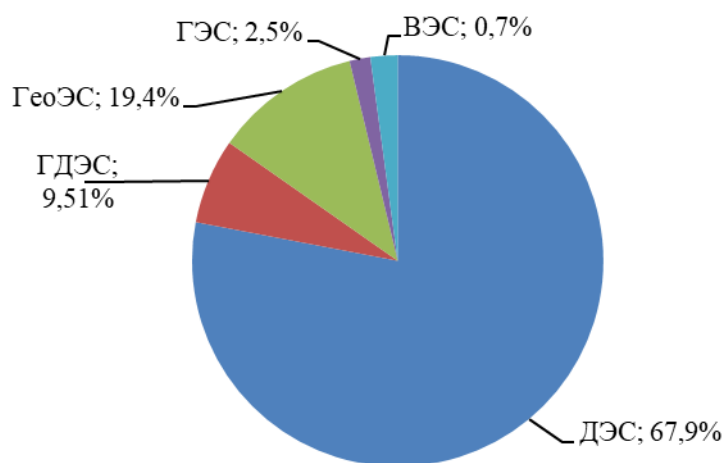
В таблице 2.7.2 представлена информация по производству электрической энергии электростанциями АО «Камчатские электрические сети им. И. А. Пискунова» за период 2018-2022 гг.

Таблица 2.7.2

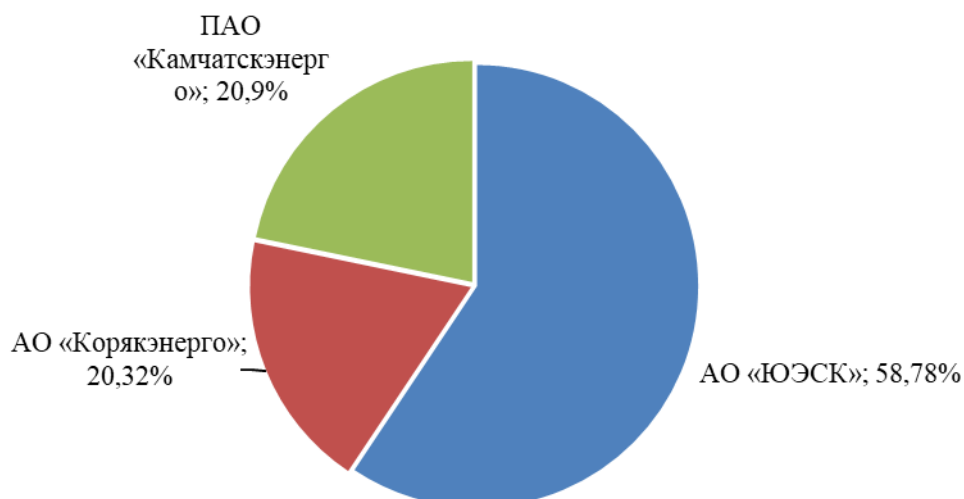
№ п/п	Годы	ДЭС	ВЭС	Всего
1	2	3	4	5
1.	2018	0,243	6,74	6,983
2.	2019	0,422	5,525	5,947
3.	2020	0,208	7,016	7,224
4.	2021	0,317	9,158	9,475
5.	2022	0,233	9,139	9,372

Структура годовой выработки электростанций изолированных энергоузлов Камчатского края по типам генерирующего оборудования представлена на рисунке 2.7.2.

Рисунок 2.7.2



Структура годовой выработки электростанций изолированных энергоузлов Камчатского края по принадлежности к энергокомпаниям представлена на рисунке 2.7.3.



Годовая выработка электростанций, изолированных энергоузлов
Камчатского края за 2022 год

Таблица 2.7.3

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген. источника	Энергокомпания	Годовая выработка, млн. кВтч	Доля, %
1	2	3	4	5	6
1.	Изолированные энергоузлы Камчатского края			211,52	100,0%
2.	<i>по типам электростанций:</i>				
2.1.	ДЭС			143,581	67,88%
2.2.	ГДЭС			20,109	9,51%
2.3.	ГеоЭС			41,049	19,41%
2.4.	ГЭС			5,256	2,48%
2.5.	ВЭС			1,53	0,72%
3.	<i>по энергокомпаниям:</i>				
3.1.	АО «ЮЭСК»			124,321	58,78%
3.2.	АО «Корякэнерго»			42,98	20,32%
3.3.	ПАО «Камчатскэнерго»			44,226	20,91%
4.	Средне-Камчатский энергоузел (Быстринский МР, Мильковский МР)			10,627	5,02%
4.1.	с. Долиновка	ДЭС-19	АО «ЮЭСК»	0,989	0,47%
4.2.	п. Таежный	ДЭС-6	АО «Корякэнерго»	0,255	0,12%
4.3.	п. Атласово	ДЭС-14	АО «ЮЭСК»	4,127	1,95%
4.4.	с. Эссо	Быстринская МГЭС	АО «ЮЭСК»	5,256	2,48%
5.	Озерновский энергоузел (Усть-Большерецкий МР)			44,226	20,91%
5.1.	п. Озерновский	Озерновская ДЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	3,177	1,5%
5.2.	п. Паужетка	Паужетская ГеоЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	41,049	19,41%
6.	Алеутский энергоузел (Алеутский муниципальный округ в Камчатском крае)			3,819	1,81%
6.1.	с. Никольское	ДЭС-17	АО «ЮЭСК»	3,411	1,61%
6.2.		ВЭС	АО «ЮЭСК»	0,408	0,19%

1	2	3	4	5	6
7.	Усть-Камчатский энергоузел (Усть-Камчатский МР)			22,148	10,47%
7.1.	п. Усть-Камчатск	ДЭС-23	АО «ЮЭСК»	21,026	9,94%
7.2.		ВЭС-23	АО «ЮЭСК»	1,122	0,53%
8.	Ключевской энергоузел (Усть-Камчатский МР)			16,924	8%
8.1.	п. Ключи	ДЭС-22	АО «ЮЭСК»	16,924	8%
9.	Козыревский энергоузел (Усть-Камчатский МР)			3,489	1,65%
9.1.	п. Козыревск	ДЭС-16	АО «ЮЭСК»	3,489	1,65%
10.	Соболевский энергоузел (Соболевский МР)			22,781	10,77%
10.1.	с. Соболево	ГДЭС-7	АО «ЮЭСК»	13,599	6,43%
10.2.	п. Крутогоровский	ГДЭС-21	АО «Корякэнерго»	6,51	3,08%
10.3.	п. Ичинский	ДЭС-22	АО «Корякэнерго»	2,672	1,26%
11.	Паланский энергоузел (ГО «поселок Палана», Тигильский МР)			11,823	5,59%
11.1.	п. Палана	ДЭС-10	АО «ЮЭСК»	10,615	5,02%
11.2.	с. Лесная	ДЭС-30	АО «ЮЭСК»	1,208	0,57%
12.	Тигильский энергоузел (Тигильский МР)			15,753	7,45%
12.1.	с. Тигиль	ДЭС-11	АО «ЮЭСК»	7,333	3,47%
12.2.	с. Усть-Хайрюзово	ДЭС-5	АО «Корякэнерго»	7,765	3,67%
12.3.	с. Хайрюзово	ДЭС-29	АО «Корякэнерго»	0,225	0,11%
12.4.	с. Воямполка	ДЭС-29	АО «ЮЭСК»	0,430	0,2%
13.	Оссорский энергоузел (Карагинский МР)			16,214	7,67%
13.1.	п. Оссора	ДЭС-12	АО «ЮЭСК»	9,074	4,29%
13.2.	с. Ильпырский	ДЭС-25, ДЭС «Водозабор»	АО «Корякэнерго»	2,379	1,12%
13.3.	с. Тымлат	ДЭС-23	АО «Корякэнерго»	4,761	2,25%
14.	Олюторский энергоузел (Олюторский МР)			33,619	15,89%
14.1.	с. Тилички	ДЭС-8	АО «ЮЭСК»	15,206	7,19%
14.2.		мДЭС-8	АО «Корякэнерго»	1,4	0,66%
14.3.	с. Хаилино	ДЭС-26	АО «Корякэнерго»	1,89	0,89%
14.4.	с. Пахачи	ДЭС-14, ДЭС «Водозабор»	АО «Корякэнерго»	2,61	1,23%
14.5.	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	АО «Корякэнерго»	1,803	0,85%
14.6.	с. Вывенка	ДЭС-28, мДЭС (Усть-Вывенка)	АО «Корякэнерго»	4,651	2,2%
14.7.	с. Ачайваям	ДЭС-27	АО «Корякэнерго»	1,187	0,56%
14.8.	с. Апука	ДЭС-7, ДЭС «Заречное»	АО «Корякэнерго»	4,872	2,3%
15.	Пенжинский энергоузел (Пенжинский МР)			10,102	4,77%
15.1.	с. Таловка	ДЭС-26	АО «ЮЭСК»	1,016	0,48%
15.2.	с. Манилы	ДЭС-4	АО «ЮЭСК»	6,245	2,95%
15.3.	с. Каменское	ДЭС-9	АО «ЮЭСК»	0,408	0,19%
15.4.	с. Парень	ДЭС-28	АО «ЮЭСК»	0,117	0,06%
15.5.	с. Слаутное	ДЭС-1	АО «ЮЭСК»	1,032	0,49%
15.6.	с. Аянка	ДЭС-15	АО «ЮЭСК»	1,134	0,54%

1	2	3	4	5	6
15.7.	с. Оклан	ДЭС-27	АО «ЮЭСК»	0,150	0,07%

2.8. Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности в Центральном энергоузле энергосистемы Камчатского края за последние 5 лет

Баланс электрической мощности на час прохождения максимального потребления мощности Центрального энергоузла в период 2018-2022 годов складывался с фактическим резервом мощности 164,56–207,95 МВт (65,0–80,3 процентов от максимума потребления).

В балансе электрической мощности Центрального энергоузла Камчатские ТЭЦ-1, 2 обеспечивают 68–84 процентов потребности региона в мощности, из них: Камчатская ТЭЦ-2 – 54–62 процента. Участие Камчатской ТЭЦ-1 в покрытии суточного и годового графиков нагрузки из-за низких технико-экономических показателей с целью минимизации удельных расходов топлива сводится к минимуму.

Баланс электрической мощности Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в период 2018–2022 гг. представлен в таблице 2.8.1.

Таблица 2.8.1

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Дата прохождения максимума потребления		31.12.2018 19-00	31.12.2019 19-00	30.12.2020 19-00	15.01.2021 11-00	14.12.2022 19-00
2.	Собственный максимум	МВт	253,00	259,00	269,00	267,00	268,00
3.	Установленная мощность (на час максимума), всего:	МВт	483,15	483,15	483,15	483,15	483,15
3.1.	ГЭС	МВт	45,40	45,40	45,40	45,40	45,40
3.2.	ТЭС	МВт	367,15	367,15	367,15	367,15	367,15
3.2.1.	из них: Камчатская ТЭЦ-1	МВт	204,00	204,00	204,00	204,00	204,00
3.2.2.	Камчатская ТЭЦ-2	МВт	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00
3.3.	ДЭС, всего	МВт	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75
3.3.1.	ДЭС-5	МВт	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
3.3.2.	ДЭС-6	МВт	4,60	4,60	4,60	4,60	4,60
3.3.3.	ДЭС (КТЭЦ-2)	МВт	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15

1	2	3	4	5	6	7	8
3.4.	ГеоЭС	МВт	62,00	62,00	62,00	62,00	62,00
4.	Ограничения мощности, всего:	МВт	16,59	16,20	18,20	18,78	21,52
4.1.	ГЭС	МВт	4,20	4,20	4,20	4,40	7,15
4.2.	ТЭС	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2.1.	из них: Камчатская ТЭЦ-1	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2.2.	Камчатская ТЭЦ-2	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.3.	ДЭС, всего	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.3.1.	ДЭС-5	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.3.2.	ДЭС-6	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.3.3.	ДЭС (КТЭЦ-2)	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.4.	ГеоЭС	МВт	12,39	12,00	14,00	14,38	14,37
5.	Располагаемая мощность (на час максимума), всего:	МВт	466,56	466,95	464,95	464,37	461,61
5.1.	ГЭС	МВт	41,20	41,20	41,20	41,00	38,24
5.2.	ТЭС	МВт	367,15	367,15	367,15	367,15	367,15
5.2.1	из них: Камчатская ТЭЦ-1	МВт	204,00	204,00	204,00	204,00	204,00
5.2.2.	Камчатская ТЭЦ-2	МВт	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00
5.3.	ДЭС, всего	МВт	11,75	11,75	11,75	11,75	11,75
5.3.1.	ДЭС-5	МВт	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
5.3.2.	ДЭС-6	МВт	4,60	4,60	4,60	4,60	4,60
5.3.3.	ДЭС (КТЭЦ-2)	МВт	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
5.4.	ГеоЭС	МВт	49,61	50,00	48,00	47,62	47,62
6.	Консервация, всего	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.	ТЭС	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8.	Нагрузка электростанций в час максимума, всего:	МВт	302	259	269	345	351
8.1.	ГЭС	МВт	41,00	21,00	38,00	41,00	41,00
8.2.	ТЭС	МВт	212,00	188,00	183,00	250,00	256,00
8.2.1.	из них: Камчатская ТЭЦ-1	МВт	56,00	42,00	39,00	93,00	99,00

1	2	3	4	5	6	7	8
8.2.2.	Камчатская ТЭЦ-2	МВт	156,00	146,00	144,00	157,00	157,00
8.3.	ДЭС, всего	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8.3.1.	ДЭС-5	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8.3.2.	ДЭС-6	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8.3.3.	ДЭС (КТЭЦ-2)	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8.4.	ГеоЭС	МВт	49,00	50,00	48,00	54,00	54,00
9.	Фактический резерв	МВт	164,56	207,95	195,95	119,37	110,61
10.	% резерва к максимуму потребления	%	64,8	80,3	72,8	74,1	72,2

Собственное потребление электрической энергии Центрального энергорайона энергосистемы Камчатского края обеспечивается при годовом числе часов использования установленной мощности тепловых электростанций 2763-3075 часов/год. Число часов использования установленной мощности Камчатской ТЭЦ-1 в период 2018-2022 годов составило 1318-1508 часов/год, Камчатской ТЭЦ-2 – 4807-5177 часов/год. Число часов использования установленной мощности геотермальных электростанций составило 6183-6520 часов/год.

Баланс электрической энергии Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в период 2018-2022 гг. представлен в таблице 2.8.2.

Таблица 2.8.2

№ п/п		Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ПОТРЕБНОСТЬ						
1.1.	Потребление электрической энергии	млн. кВтч	1491,819	1530,909	1555,936	1583,834	1592,862
2.	ПОКРЫТИЕ						
2.1.	Производство электрической энергии, в т.ч.:	млн. кВтч	1491,819	1530,909	1555,936	1583,834	1592,862
2.1.1.	ГЭС	млн. кВтч	70,231	69,09	70,501	74,157	68,619
2.1.2.	ТЭС	млн. кВтч	1038,018	1076,402	1106,974	1124,984	1119,631
2.1.2.1.	из них: Камчатская ТЭЦ-1	млн. кВтч	268,896	271,62	284,988	296,676	307,8
2.1.2.2.	Камчатская ТЭЦ-2	млн. кВтч	769,122	804,782	821,986	828,308	811,831
2.1.3.	ДЭС	млн. кВтч	0,198	0,413	0,522	0,300	0,340
2.1.4.	ГеоЭС	млн. кВтч	383,372	385,004	377,939	384,393	404,272
3.	Дефицит (-)/избыток (+)	млн. кВтч	0	0	0	0	0

1	2	3	4	5	6	7	8
4.	Получение от электростанций АО «Камчатские электрические сети им. И. А. Пискунова»	млн. кВтч	0	0	0	0	0
5.	Число часов использования установленной мощности ТЭС	час/год	2763	2866	2947	2994	3075
5.1.	из них: Камчатская ТЭЦ-1	час/год	1318	1331	1397	1454	1508
5.2.	Камчатская ТЭЦ-2	час/год	4807	5030	5137	5177	5073
5.3.	ДЭС	час/год	17	35	44	25	25
6.	Число часов использования установленной мощности ГеоЭС	час/год	6183	6210	6096	6199	6520

Генерирующие источники изолированных энергоузлов Камчатского края полностью обеспечивали потребность в мощности и электроэнергии в 2022 году.

В отчетном году баланс мощности изолированных энергоузлов Камчатского края складывался избыточно по установленной мощности.

Число часов использования установленной мощности генерирующих источников изолированных энергорайонов Камчатского края находилось в диапазоне 282–7077.

Фактический баланс мощности и электрической энергии изолированных энергоузлов
Камчатского края за 2022 год

Таблица 2.8.3

№ п/п	Муниципальное образование	Поселение	Населенный пункт	Наименование ген. источника	Энергокомпания	Максимум потребления мощности, МВт	Установленная мощность, МВт	Дефицит (-)/Избыток (+), МВт	Годовая выработка (электропотребление), млн. кВтч	ЧЧИ собственно го максимума нагрузки энергоузла
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Средне-Камчатский энергоузел					3,492	7,345	3,851	10,627	3043
1.1.	Мильковский муниципальный район	Мильковское сельское поселение	с. Долиновка	ДЭС-19	АО «ЮЭСК»	0,268	0,715	0,447	0,989	1381
1.2.		Атласовское сельское поселение	п. Таежный	ДЭС-6	АО «Корякэнерго»	0,046	0,24	0,194	0,255	1510
1.3.		п. Атласово	ДЭС-14	АО «ЮЭСК»	4,68	4,127	882			
1.4.	Быстринский муниципальный район	Эсовское сельское поселение	с. Эссо	Быстринская МГЭС	АО «ЮЭСК»	3,178	1,71	3,21	5,256	3074
2.	Озерновский энергоузел					9,50	17,57	2	45,94	4836
2.1.	Усть-Большерецкий муниципальный район	Озерновское городское поселение	п. Озерновский	ДЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	9,50	5,57	2	3,177	859
2.2.	Межселенная территория	п. Паужетка	Паужетская ГеоЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	12,00		41,049		7077	
3.	Алеутский энергоузел					1,075	2,81	1,59	3,819	3553
3.1.	Алеутский муниципальный округ в Камчатском крае	-	с. Никольское	ДЭС-17	АО «ЮЭСК»	1,075	2,26	1,59	3,411	1509
3.2.				ВЭС	АО «ЮЭСК»		0,55		0,408	742

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4.	Усть-Камчатский энергоузел					8,67	19,775	10,01	22,148	2555
4.1.	Усть-Камчатский муниципальный район	Усть-Камчатское сельское поселение	п. Усть-Камчатск	ДЭС-23	АО «ЮЭСК»	8,67	18,60	10,01	21,026	2588
4.2.				ВЭС-23	АО «ЮЭСК»		1,175		1,122	955
5.	Ключевской энергоузел					3,20	6,20	3	16,924	5289
5.1.	Усть-Камчатский муниципальный район	Ключевское сельское поселение	п. Ключи	ДЭС-22	АО «ЮЭСК»	3,20	6,20	3	16,924	5289
6.	Козыревский энергоузел					0,75	2,23	1,48	3,489	4652
6.1.	Усть-Камчатский муниципальный район	Козыревское сельское поселение	п. Козыревск	ДЭС-16	АО «ЮЭСК»	0,75	2,23	1,48	3,489	4652
7.	Соболевский энергоузел					2,76	8,25	5,49	22,781	8254
7.1.	Соболевский муниципальный район	Соболевское сельское поселение	с. Соболево	ГДЭС-7	АО «ЮЭСК»	2,3	5,67	3,37	13,599	5913
7.2.		Крутогорское сельское поселение	п. Крутогорский	ГДЭС-21	АО «Корякэнерго»	0,419	2,34	1,92	6,51	1510
7.3.		Межселенная территория	п. Ичинский	ДЭС-22	АО «Корякэнерго»	0,041	0,24	0,20	2,672	1480
8.	Паланский энергоузел					2,297	7,00	4,7	11,823	5147
8.1.	Городской округ «поселок Палана»	-	п. Палана	ДЭС-10	АО «ЮЭСК»	2,02	6,00	3,98	10,615	5255
8.2.	Тигильский муниципальный район	Сельское поселение с. Лесная	с. Лесная	ДЭС-30	АО «ЮЭСК»	0,277	1,00	0,723	1,208	4361
9.	Тигильский энергоузел					4,444	10,77	6,32	15,753	3545

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
9.1.	Тигильский муниципальный район	Сельское поселение с. Тигиль	с. Тигиль	ДЭС-11	АО «ЮЭСК»	1,42	4,80	3,38	7,333	5164
9.2.		Сельское поселение с. Усть-Хайрюзово	с. Усть-Хайрюзово	ДЭС-5	АО «Корякэнерго»	2,836	5,43	2,59	7,765	2738
9.3.		Сельское поселение с. Хайрюзово	с. Хайрюзово	ДЭС-29	АО «Корякэнерго»	0,048	0,24	0,19	0,225	4688
9.4.		Сельское поселение с. Воямполка	с. Воямполка	ДЭС-29	АО «ЮЭСК»	0,14	0,30	0,16	0,43	3071
10.	Оссорский энергоузел					2,312	6,761	4,44	16,214	7013
10.1.	Карагинский муниципальный район	Сельское поселение п. Оссора	п. Оссора	ДЭС-12	АО «ЮЭСК»	1,60	4,60	3	9,074	5671
10.2.		Сельское поселение с. Ильпырский	с. Ильпырский	ДЭС-25 ДЭС «Водозабор»	АО «Корякэнерго»	0,224	0,836	0,61	2,379	2972
10.3.		Сельское поселение с. Тымлат	с. Тымлат	ДЭС-23	АО «Корякэнерго»	0,488	1,325	0,83	4,761	1350
11.	Олюторский энергоузел					6,606	20,672	14,04	33,629	5091
11.1.	Олюторский муниципальный район	Сельское поселение с. Тиличики	с. Тиличики	ДЭС-8	АО «ЮЭСК»	3,70	6,20	7,5	15,206	4110
11.2.				Модульная мДЭС-8 (мкр. Верхние Тиличики)	АО «Корякэнерго»		5,00		1,41	282
11.3.		Сельское поселение с. Хаилино	с. Хаилино	ДЭС-26	АО «Корякэнерго»	0,471	2,08	1,6	1,89	4013

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11.4.		Сельское поселение с. Пахачи	с. Пахачи	ДЭС-14 ДЭС «Водозабор»	АО «Корякэнерго»	0,583	2,376	1,78	2,61	4476
11.5.		Сельское поселение с. Средние Пахачи	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	АО «Корякэнерго»	0,551	1,30	0,75	1,803	3272
11.6.		Сельское поселение с. Вывенка	с. Вывенка	ДЭС-28 мДЭС с. Усть- Вывенка	АО «Корякэнерго»	0,654	1,74	1,08	4,651	7111
11.7.		Сельское поселение с. Ачайваям	с. Ачайваям	ДЭС-27	АО «Корякэнерго»	0,27	0,62	0,35	1,187	4396
11.8.		Сельское поселение с. Апука	с. Апука	ДЭС-7 ДЭС «Заречное»	АО «Корякэнерго»	0,377	1,356	0,98	4,872	2880
12.	Пенжинский энергоузел					2,752	7,6	4,84	10,102	3498
12.1.	Пенжинский муниципальный район	Сельское поселение с. Таловка	с. Таловка	ДЭС-26	АО «ЮЭСК»	0,234	0,56	0,32	1,016	4342
12.2.		Сельское поселение с. Манилы	с. Манилы	ДЭС-4	АО «ЮЭСК»	1,83	4,32	3,69	6,245	3413
12.3.		Сельское поселение с. Каменское	с. Каменское	ДЭС-9	АО «ЮЭСК»		1,20		0,408	340
12.4.		Межселенная территория	с. Парень	ДЭС-28	АО «ЮЭСК»	0,029	0,13	0,1	0,117	4034
12.5.		Сельское поселение с. Слаутное	с. Слаутное	ДЭС-1	АО «ЮЭСК»	0,412	0,48	0,075	1,032	2505

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
12.6.		Сельское поселение с. Аянка	с. Аянка	ДЭС-15	АО «ЮЭСК»	0,207	0,77	0,567	1,134	5478
12.7.		Межселенная территория	с. Оклан	ДЭС-27	АО «ЮЭСК»	0,04	0,13	0,09	0,15	3750

2.9. Основные характеристики электросетевого хозяйства энергосистемы Камчатского края напряжением 110 кВ и выше

Электрические сети Камчатского края получили незначительное развитие по сравнению с регионами центральной части России, что обусловлено большими расстояниями между населенными пунктами при низкой плотности населения, сложным рельефом и климатическими условиями.

В Камчатском крае отсутствует единая энергосистема и транзитные межрегиональные магистральные сети высокого напряжения. Энергосистема Камчатского края состоит из изолированных энергоузлов, самым крупным, из которых является Центральный энергоузел.

Центральный энергоузел сформирован в южной части Камчатского края и имеет достаточную электрическую сеть для передачи электроэнергии от самых мощных в Камчатском крае источников генерирующей мощности к потребителям крупных населенных пунктов.

В Камчатском крае функционируют изолированные энергоузлы, которые не связаны между собой и с Центральным энергоузлом линиями электропередачи.

Электрические сети напряжением 220 кВ и 110 кВ получили развитие только в Центральном энергоузле, в котором также действует самая протяженная сеть 35 кВ.

В изолированных энергоузлах электрические сети 35 кВ получили незначительное развитие, что обусловлено низкой численностью населения и отсутствием крупных промышленных потребителей.

Сети 220/110/35 кВ Центрального энергоузла находятся в ведении ПАО «Камчатскэнерго».

Сети 35 кВ изолированных энергоузлов находятся в ведении АО «Южные электрические сети Камчатки», филиала «Возобновляемая энергетика» ПАО «Камчатскэнерго».

Центральный энергоузел

В настоящее время на напряжении 220 кВ в центральном энергоузле работает одна ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС – Авача протяженностью 80,45 км, по которой выдается мощность Мутновской и Верхне-Мутновской ГеоЭС в центральный энергоузел, и одна ПС 220 кВ Авача (с АТ 220/110 кВ, 63 МВА).

Пять ВЛ выполнены в габаритах 220 кВ, но работают на напряжении 110 кВ:

- Л-114 ВЛ-110 кВ «Горизонт» (Камчатская ТЭЦ-2 – Елизово, 38,61 км);
- Л-126 ВЛ-110 кВ «Елизово – Развилка» (93,69 км);
- Л-127 ВЛ-110 кВ «Развилка – Мильково» (209 км);
- Л-128 ВЛ-110 кВ «Развилка – Апача» (49,7 км);
- Л-129 ВЛ-110 кВ «Апача – Кавалерская» (34,6 км).

Суммарная протяженность ВЛ 220 кВ (в том числе ВЛ 110 кВ в габаритах 220 кВ) энергосистемы составляет 506,05 км, трансформаторная мощность ПС 220 кВ – 63 МВА.

Сети 110 кВ получили развитие в основном в Петропавловске-Камчатском и представлены:

- в виде кольца, выполненного двумя одноцепными ВЛ 110 кВ на участке КСИ – Камчатская ТЭЦ-2 – Камчатская ТЭЦ-1 – Зеркальная (92,58 км) и одноцепной ВЛ 110 на участке Зеркальная – Дачная – КСИ (11,93 км);
- двумя одноцепными ВЛ 110 кВ КСИ – Елизово (23,36 и 23,88 км);
- двумя одноцепными ВЛ 110 кВ Елизово – Авача (7,86 и 7,76 км);
- одноцепной ВЛ 110 кВ «ГЭС-3» на участке от Толмачевской ГЭС-2 до Толмачевской ГЭС-3 (4 км) и от Толмачевской ГЭС-3 до ПС 110 кВ Апача (55 км);

а также протяженными радиальными ВЛ 110 кВ:

- двумя ВЛ в направлении от ПС 220 кВ Авача до ПС 110 кВ Крашенинникова (район ЗАТО г. Вилючинск) суммарной протяженностью 104,61 км;

- двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Авача до ПС 110 кВ Зеленовские озерки (2x17,6 км).

Крупнейшими центрами питания Петропавловска-Камчатского являются ПС 110 кВ: Зеркальная (2x40 МВА), Дачная (2x16 + 1x25 МВА), КСИ (2x25 + 1x40 МВА), Кавалерская (1x40 + 1x16 МВА).

Суммарная протяженность ВЛ 110 энергосистемы составляет 421,12 км, трансформаторная мощность ПС 110 кВ – 795,2 МВА.

Всего в центральном энергоузле одна подстанция напряжением 220 кВ, 20 подстанций 110 кВ и 20 подстанций 35 кВ.

Кабельные линии 35 кВ и выше в электросетевом хозяйстве Камчатского края отсутствуют.

В таблице 2.9.1 приведен перечень ЛЭП энергосистемы Камчатского края напряжением 110 кВ и выше с указанием их протяженности, срока службы по состоянию на 01 января 2023 года и допустимых токовых нагрузок. Перечень подстанций 110 кВ и выше и данные по установленным на них силовым трансформаторам приведены в таблице 2.9.2.

Перечень ЛЭП напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Камчатского края

Таблица 2.9.1

№ п/п	Диспетчерское наименование ВЛ	Марка провода	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы на 01.01.2023 (кол-во лет)	Допустимый ток, А при °С:			Допустимый ток, А установленного оборудования на ПС:
						-5	0	+25	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	ВЛ-220 кВ Л-201 Авача – МГеоЭС-1	АС-240/56	77,7	1999	24	787	756	610	600
2.	ВЛ-110 кВ Л-101 ТЭЦ-1 – Завойко	АС-120/19	7,5	1972	51	503	484	390	600
3.	ВЛ-110 кВ Л-102 ТЭЦ-2 – Завойко	АС-150/24	11,07	1982	41	581	558	450	600
4.	ВЛ-110 кВ Л-103 ТЭЦ-1 – Зеркальная	АС-150/24	10,11	1977	46	581	558	450	600
5.	ВЛ-110 кВ Л-104 ТЭЦ-1 – ТЭЦ-2	АС-150/24	7,91	1971	52	581	558	450	600
6.	ВЛ-110 кВ Л-106 ТЭЦ-1 – Океан	АС-150/24	3,39	1966	57	581	558	450	600
7.	ВЛ-110 кВ Л-107 Океан – Центральная	АС-150/24	3,781	1966	57	581	558	450	600
8.	ВЛ-110 кВ Л-108 Центральная – Зеркальная	АС-150/24	3,156	1966	57	581	558	450	600
9.	ВЛ-110 кВ Л-109 Зеркальная – Дачная	АС-150/24	5,235	1966	57	581	558	450	600
10.	ВЛ-110 кВ Л-111 КСИ – Дачная	АС-150/24	6,647	1966	57	581	558	450	600
11.	ВЛ-110 кВ Л-112 Тундровая	АС-150/24	23,489	1974	49	581	558	450	600
12.	ВЛ-110 кВ Л-113 ТЭЦ-2 – КСИ	АС-150/24	19,695	1977	46	581	558	450	600
13.	ВЛ-110 кВ Л-114 Горизонт	АС-150/24	39,286	1987	36	581	558	450	600
14.	ВЛ-110 кВ Л-116 ТЭЦ-2 – Стройка	АС-240/56	0,142	1985	38	581	558	450	400
15.	ВЛ-110 кВ Л-117 КСИ – Елизово	АС-150/24	24,234	1974	49	581	558	450	600
16.	ВЛ-110 кВ Л-118 Орбита	АС-150/34, АС-120/24	23,171	1968	55	503	484	390	600
17.	ВЛ-110 кВ Л-119 Елизово-1 - Авача-1	АС-150/34, АС-120/24	8,181	1970	53	503	484	390	600
18.	ВЛ-110 кВ Л-120 Елизово-1 - Авача-2	АС-150/24, АС-120/27	7,939	1978	45	503	484	390	600
19.	ВЛ-110 кВ Л-121 Сосновка-1	АС-150/24	28,177	1970	53	503	484	390	600
20.	ВЛ-110 кВ Л-122 Сосновка-2	АС-150/24	28,589	1970	53	503	484	390	600
21.	ВЛ-110 кВ Л-123 Приморская-1	АС-150/24	22,554	1980	43	503	484	390	600

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22.	ВЛ-110 кВ Л-124 Приморская-2	АС-150/24	22,933	1980	43	581	558	450	600
23.	ВЛ-110 кВ Л-126 Елизово – Развилка	АС-240/56	94,2	1989	34	787	756	610	600
24.	ВЛ-110 кВ Л-127 Развилка – Мильково	АС-240/56	207,158	1989	34	787	756	610	600
25.	ВЛ-110 кВ Л-128 Развилка – Апача	АС 240/56	49,611	2005	18	787	756	610	300
26.	ВЛ-110 кВ Л-129 Апача – Кавалерская	АС-240/56	34,84	2000	23	787	756	610	100
27.	ВЛ 110 кВ Л-130 ГЭС-3 – ПС Апача	АС-150/24	54,9	1999	24	581	558	450	300
28.	ВЛ 110 кВ Л-131 ГЭС-2 – ГЭС-3	АС-150/24	4,25	2011	12	581	558	450	300
29.	Л-133 ВЛ-110 кВ Елизово-1 - Чайка-1	АААС Z 177- А3F-165	37,538	2020	3	605	575	425	600
30.	Л-134 ВЛ-110 кВ Елизово-1 - Чайка-2	АААС Z 177- А3F-165	37,537	2020	3	605	575	425	600
31.	Л-137 ВЛ-110 кВ Авача - Зеленовские озерки Л-138 ВЛ-110 кВ Авача - Зеленовские озерки	АС-120/19	17,539	2019	3	503	484	390	600
32.	Итого ВЛ 220 кВ:		17,57						
33.	Итого ВЛ 110 кВ:		77,7						
34.	в т.ч., в габ. 220 кВ:		875,05						
35.	в т.ч., в габ. 110 кВ:		387,84						
36.	ИТОГО:		922,463						

Перечень (авто-)трансформаторов напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Камчатского края

Таблица 2.9.2

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование	Тип трансформатора	Кол-во, шт.	Установленная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6	7
1.	ПС 110 кВ Дачная	T1, T2	ТРДН-16000/110/10	2	16	2007/1978
		T3	ТРДН-25000/110/10	1	25	2009
2.	ПС 110 кВ КСИ	T1, T2	ТРДН-25000/110/10	2	25	1977/1980
		T3	ТРДН-40000/110-УХЛ	1	40	2015
3.	ПС 110 кВ Зеркальная	T1	ТРДН-40000/110	1	40	2014

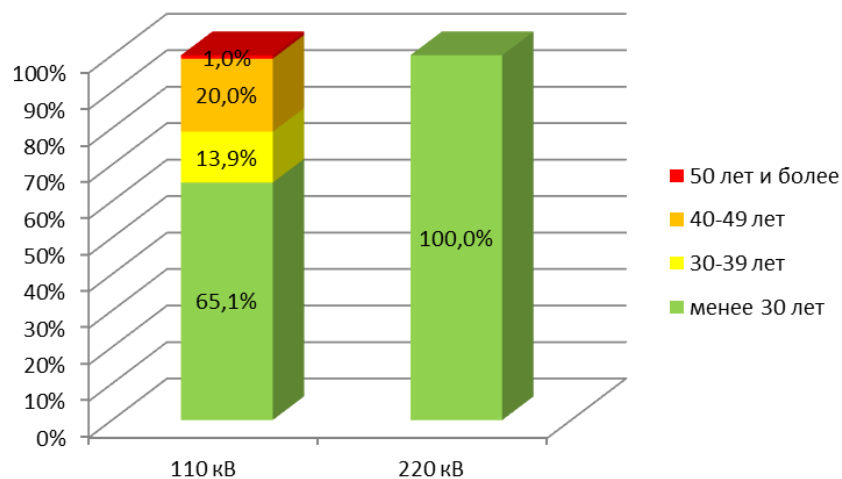
1	2	3	4	5	6	7
		T2	ТРНДЦН 40000/25000/110/6	1	40	1992
4.	ПС 110 кВ Океан	T2	ТДТН-10000/110/6	1	10	1987
		T1	ТДН-10000/110/6	1	10	1974
5.	ПС 110 кВ Центральная	T1	ТДН-10000/110/6	1	10	1971
		T2	ТДН-16000/110/6	1	16	1972
6.	ПС 110 кВ Стройка	T1, T2	ТМН-6300/110/6	2	6,3	1982
7.	ПС 110 кВ Северная	T1	ТДТН-16000/110/10	1	16	1994
		T2	ТДН-25000/110 УХЛ1	1	25	2015
8.	ПС 110 кВ Советская	T1, T2	ТДТН-10000/110/6	2	10	1977
9.	ПС 110 кВ Приморская	T1	ТДТН-16000/110/6	1	16	1986
		T2	ТДТН-16000/110/6	1	16	1987
10.	ПС 110 кВ Крашенинникова	T1, T2	ТДТН-25000/110/6	2	25	2014
11.	ПС 110 кВ Новая	T1, T2	ТДН-16000/110-УХЛ1	2	16	2018
12.	ПС 110 кВ Сосновка	T1	ТМН-6300/110/6	1	6,3	1982
		T2	ТДТН-10000/110/35/6	1	10	1993
		T3	ТДТН-10000/110/35/10	1	10	1973
13.	ПС 110 кВ Елизово	T1, T2, T3	ТДТН-25000/110/35/10	3	25	1978/1979/ 1988
14.	ПС 110 кВ Малки	T1	ТМ-2500/110/10	1	2,5	1991
15.	ПС 220 кВ Авача	T1	ТДТН-40000/110У1	1	40	1998
		T2	АТДЦТН-63000/220ВМУ1	1	63	2002
16.	ПС 110 кВ Мильково	T1, T2	ТДТН-16000/110/35/10	2	16	1990
17.	ПС 110 кВ Апача	T1	ТДН-10000/110 У-1	1	10	2000
		T2	ТМН-2500/110	1	2,5	2000
18.	ПС 110 кВ Кавалерская	T1	ТДТН-40 000/110-У1	1	40	2021
		T2	ТДТН-16 000/110/35-У1	1	16	2011
19.	ПС 110 кВ Завойко	T1	ТМНС-10000/110-ХЛ1	1	10	2021
		T2	ТДН-10000/110 У1	1	10	2007
20.	ПС 110 кВ Зеленовские озерки	T1, T2	ТДН-40000/110/10	2	40	2019
21.	Итого 220 кВ, МВА				63	
22.	Итого 110 кВ, МВА				804,9	

1	2	3	4	5	6	7
23.	Bcero, MBA				867,9	

Возрастная структура электросетевого оборудования

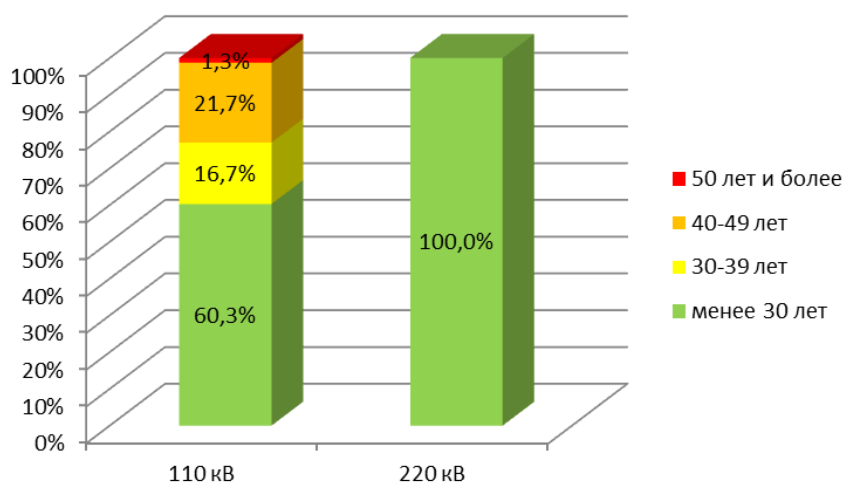
Возрастная структура ЛЭП и трансформаторной мощности центрального энергоузла классов напряжения 110 и 220 кВ приведена на рисунках 2.9.1 и 2.9.2.

Рисунок 2.9.1



Возрастная структура ЛЭП 110 и 220 кВ центрального энергоузла

Рисунок 2.9.2



Возрастная структура трансформаторной мощности 110 и 220 кВ центрального энергоузла

Анализ возрастной структуры электросетевых объектов показывает исчерпание нормативного срока службы (40 лет) 21 процент ВЛ 110 кВ и 23 процента трансформаторов 110 кВ.

Надежность схемы электрических сетей 220-110 кВ

Структура сети центрального энергоузла характеризуется наличием протяженных радиальных ЛЭП. В случае их отключения происходит выделение отдельных частей центрального энергоузла на изолированную работу. Так, при единичных отключениях ЛЭП 110-220 кВ на изолированную работу выделяются:

- Мутновские ГеоЭС – при отключении ВЛ 220 кВ Авача – Мутновская ГеоЭС;
- каскад Толмачевских ГЭС – при отключении ВЛ 110 кВ Апача – Толмачевская ГЭС-3;
- ПС 110 кВ Кавалерская – при отключении ВЛ 110 кВ Апача – Кавалерская;
- каскад Толмачевских ГЭС, ПС 110 кВ Кавалерская – при отключении ВЛ 110 кВ Развилка – Апача;
- ПС 110 кВ Мильково – при отключении ВЛ 110 кВ Развилка – Мильково;
- каскад Толмачевских ГЭС, ПС 110 кВ Кавалерская, Апача, Развилка, Малки, Мильково – при отключении ВЛ 110 кВ Елизово – Развилка.

Такая структура диктует необходимость наличия резервных источников электрической мощности в узлах нагрузки, связанных с центральным энергоузлом единичными линиями. Резервные ДЭС установлены в центрах питания, которые присоединены к сетям центрального энергоузла протяженными одноцепными ВЛ:

- ДЭС-5 (4 МВт) – на ПС 35 кВ КТПБ, связанной с ПС 110 кВ Мильково двумя ВЛ 35 кВ (2x7 км);
- ДЭС-6 (2x1,8 МВт) – на ПС 35 кВ Усть-Большерецк, связанной с ПС 110 кВ Кавалерская одной ВЛ 35 кВ (23 км).

Изолированные энергоузлы

Электрические сети 35 кВ получили развитие в следующих изолированных энергоузлах:

- Усть-Камчатский, Средне-Камчатский, Козыревский, Соболевский, Тигильский, Олюторский и Пенжинский энергоузлы (АО «ЮЭСК»);
- Озерновский энергоузел (филиал ПАО «Камчатскэнерго» «Возобновляемая энергетика»).

Ниже представлены характеристики электрических сетей изолированных энергоузлов. В таблицах 2.9.3–2.9.10 приведены характеристики сетей 35 кВ АО «ЮЭСК» и филиала «Возобновляемая энергетика» ПАО «Камчатскэнерго».

АО «ЮЭСК»

Протяженность ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ
Усть- Камчатского энергоузла

Таблица 2.9.3

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. х МВА
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 35 кВ ДЭС-23 – Демби – Погодная – Крутоберегово	1989	35,95	-
2.	ДЭС-23 (Усть-Камчатск)	1976 1977	-	1х6,3 1х6,3
3.	ПС 35 кВ Демби	1976 2015	-	1х1 1х6,3
4.	ПС 35 кВ Погодная	1980	-	1х4 1х1
5.	ПС 35 кВ Крутоберегово	1976 1980	-	1х0,4 1х1
6.	Всего		35,95	8х26,3

Протяженность ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ
Средне-Камчатского энергоузла

Таблица 2.9.4

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. х МВА
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 35 кВ Атласово – Быстринская МГЭС	2001	64,35	-
2.	ВЛ 35 кВ Быстринская МГЭС – Анавгай – Эссо	1978	39,55	-
3.	ПС 35 кВ Атласово	1996	-	1х1,6; 1х1,6
4.	ПС 35 кВ Анавгай	2021	-	1х0,4 1х0,4
5.	ПС 35 кВ Эссо	2020	-	2х1,6
6.	Быстринская МГЭС	1998	-	2х1,6
7.	Всего		103,9	8х10,4

Протяженность ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ
Козыревского энергоузла

Таблица 2.9.5

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. х МВА
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 35 кВ ДЭС-16 (Козыревск) – Майское	1998	27,9	-

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. х МВА
1	2	3	4	5
2.	ПС 35 кВ Козыревск	1986	-	1х1
3.	ПС 35 кВ Майское	1978	-	1х1
4.	Всего		27,9	2х2

Протяженность ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ
Соболевского энергоузла

Таблица 2.9.6

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35кВ, шт. х МВА
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 35 кВ Соболево – Устьевое	1999	17,3	-
2.	ПС 35 кВ Соболево	1999	-	2х1
3.	ПС 35 кВ Устьевое	1999	-	2х1
4.	Всего		17,3	4х4

Протяженность ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ
Тигильского энергоузла

Таблица 2.9.7

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. х МВА
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 35 кВ ДЭС-11 (Тигиль) - Седанка	1978	35,8	-
2.	ПС 35 кВ Угольный разрез	1992	-	2х1,6
3.	ПС 35 кВ Седанка	1992	-	1х1
4.	ПС 35 кВ Яры	1992		1х1,41 1х0,02
5.	Всего		35,8	5х4,03

Протяженность ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ
Олюторского энергоузла

Таблица 2.9.8

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35кВ, шт. х МВА
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 35 кВ «Тилички – Корф»	2006	24,21	-
2.	ПС 35 кВ Тилички	2006	-	1х1
3.	ПС 35 кВ Корф	2006	-	1х1
4.	Всего		24,21	2х2

Протяженность ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ
Пенжинского энергорайона

Таблица 2.9.9

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. х МВА
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 35 кВ ДЭС-4 – ДЭС-9 (Манилы – Каменское)	1986	46	-
2.	ПС 35 кВ ДЭС-4 (Манилы)	1986	-	2х1
3.	ПС-35 ДЭС-9 (Каменское)	1986	-	2х1,6
4.	Всего		46	4х2,6

ПАО «Камчатскэнерго» филиал «Возобновляемая энергетика»

Протяженность ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ
Озерновского энергоузла

Таблица 2.9.10

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. х МВА
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерновская с отп.	1965	26,7	-
2.	ПС 35 кВ Ферма	1967	-	1х1
3.	ПС 35 кВ Ключи	1967	-	1х0,1
4.	ПС 35 кВ Озерновская	1967	-	3х6,3
5.	Всего		26,7	5х20

АО «Корякэнерго»

В эксплуатации АО «Корякэнерго» нет электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше. При этом в эксплуатации находятся сети напряжением 0,4/6/10 кВ в населенных пунктах: Усть-Хайрюзово, Ковран, Хайрюзово, Ачайваям, Таежный, Крутогоровский, Средние Пахачи, Пахачи, Вывенка, Тымлат, Тиличики общей протяженностью 147,57 км.

Сводные данные по электрическим сетям 35 кВ и выше Камчатского края

Сводные данные по протяженности ВЛ и трансформаторной мощности ПС по классам напряжения энергетических компаний, функционирующих на территории Камчатского края (филиал ПАО «Камчатскэнерго» «Возобновляемая энергетика» выделен отдельно), на 31 декабря 2022 года, представлены в таблице 2.9.11.

Таблица 2.9.11

№ п/п	Компания	Протяженность ЛЭП, км			Трансформаторная мощность ПС, МВА		
		35 кВ	110 кВ	220 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ПАО «Камчатскэнерго»	360,66	815,9	77,7	195	858,2	63
2.	АО «Южные электрические сети Камчатки»	291,06	-	-	55,53	-	-
3.	Филиал «Возобновляемая энергетика» ПАО «Камчатскэнерго»	26,7	59,15	-	18,9	-	-
4.	АО «Корякэнерго»	-	-	-	-	-	-
5.	Всего по Камчатскому краю	678,41	875,05	77,7	269,43	858,2	63

2.10. Динамика основных показателей эффективности использования электрической энергии за последние 5 лет

Показатель потребления электроэнергии на душу населения вырос в Камчатском крае за пятилетний период на 13 процентов и составил в 2022 году 6236 кВтч на человека. При увеличении общего объема потребления электроэнергии на 11,5 процентов численность постоянного населения на территории края за этот период уменьшилась на 1,3 процента (на 4,253 тыс. человек), что можно считать существенным фактором увеличения показателя душевого потребления электроэнергии.

Электроемкость ВРП за пять лет уменьшилась на 2,9 процента и составила 8 кВтч на 1000 рублей при увеличении показателя ВРП на 14,9 процента в ценах 2018 года.

Основные показатели электроэффективности представлены в таблице 2.10.1.

Таблица 2.10.1

№ п/п	Наименование показателя	годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Потребление электроэнергии на душу населения, кВтч/чел	5898	6095	6180	6236	6888
2.	Электроемкость ВРП, кВтч/тыс. руб.	7,9	7,9	8,0	8,0	8,0
3.	Электровооруженность, кВтч на одного занятого	11357	11596	11085	11176	11267

Из таблицы 2.10.1 следует, что электровооруженность труда увеличилась за рассматриваемый период на 0,8 процента и составила в 2022 году 11267 кВтч на одного занятого.

3. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Камчатского края, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных

3.1. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Камчатского края

Камчатский край ежегодно потребляет около 2,6–2,7 млн. Гкал тепловой энергии, причем порядка 64 процентов расходуется населением, около 13 процентов – бюджетофинансируемыми организациями, 16 процентов – предприятиями на производственные нужды, 7 процентов – прочими организациями. В таблице 3.1.1 представлена динамика потребления тепловой энергии и изменение ее темпов за 2018–2022 гг.

Таблица 3.1.1

№ п/п	Показатель (в тыс. Гкал)	2018	2019	2020*	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Отпущено тепловой энергии всего, в том числе:	2614,2	2596,7	2519,0	2784,27	2748,37
1.1.	населению	1644,8	1630,4	1547,6	1776,55	1758,15
1.2.	бюджетофинансируемым организациям	327,8	326,9	333,1	360,94	351,29
1.3.	предприятиям на производственные нужды	453,9	442,1	457,3	463,55	451,41
1.4.	прочим организациям	187,7	197,3	181,0	183,14	187,48
2.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	596,5	619,7	678,9	644,25	626,47
2.1.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	534,2	537,1	539,1	591,1	531,66

*Примечание: Не включена информация по потребителям тепловой энергии обеспечивающихся источниками, принадлежащим Министерству обороны Российской Федерации, Министерству Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, Федеральной службе безопасности Российской Федерации.

В рассматриваемый период суммарное потребление тепла увеличилось на 5 процентов, в том числе и отпуск населению в 2022 году, относительно 2018 года, на 6,9 процента. Потребление тепла бюджетофинансируемыми организациями увеличилось на 7,1 процента, предприятиями на производственные нужды и прочими организациями уменьшилось на 0,55 процента и 0,12 процента соответственно.

Нужно отметить, что потери тепловой энергии в магистральных тепловых сетях систем централизованного теплоснабжения составляют порядка 531 тыс. Гкал, это составляет около 19 процентов по отношению к отпуску тепла, что свидетельствует об имеющихся значительных проблемах в системах централизованного теплоснабжения региона.

Анализ отпуска тепловой энергии потребителям в территориальном разрезе (таблица 3.1.2) показывает, что основное потребление тепловой энергии приходится на городской округ Петропавловск-Камчатский (1226,9 тыс. Гкал – 45 процентов от общего потребления тепла в крае в 2022 году). За рассматриваемый промежуток времени потребление тепла в городе, по сравнению с 2018 годом, сократилось на 0,8 процента. Основным потребителем тепла – это население (76 процентов от общего теплопотребления в муниципальном образовании в 2022 году).

Отпуск тепловой энергии в территориальном разрезе
в 2018–2022 гг.

Таблица 3.1.2

№ п/п	Показатель	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Петропавловск-Камчатский городской округ (в тыс. Гкал)					
1.1.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	1240,2	1241,2	1150,7	1235,3	1226,9
1.1.1.	населению	939,8	937,7	856,6	938,6	928,99
1.1.2.	бюджетофинансируемым организациям	159,1	162,5	158,1	155,9	152,79
1.1.3.	предприятиям на производственные нужды	40,5	40,3	40,2	47,3	45,24
1.1.4.	прочим организациям	100,8	100,7	95,7	93,5	99,84
1.2.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	347,8	361,5	414,9	310,2	298,42
1.2.1	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	316,8	317,5	319,9	307,7	251,18
2.	Вилючинский городской округ (в тыс. Гкал)					
2.1.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	153,1	150,7	150,7	147,54	144,92
2.1.1.	населению	128,4	126,5	126,4	123,43	123,36
2.1.2.	бюджетофинансируемым организациям	21,0	20,3	20,7	19,94	17,91
2.1.3.	предприятиям на производственные нужды	0,6	0,6	0,6	0,45	0,45
2.1.4.	прочим организациям	3,1	3,3	3,0	3,7	3,2
2.2.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	39,1	40,6	40,2	39,06	39,55
2.2.1.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	26,0	27,2	26,8	25,67	25,81
3.	Алеутский муниципальный округ в Камчатском крае (в тыс. Гкал)					
3.1.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	8,4	8,6	8,1	8,0	7,3
3.1.1.	населению	6,1	6,1	5,6	5,5	5,1

1	2	3	4	5	6	7
3.1.2.	бюджетофинансируемым организациям	2,1	2,4	2,4	2,3	2,1
3.1.3.	предприятиям на производственные нужды	0,0	0,0	0,0	0,0	0
3.1.4.	прочим организациям	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1
3.2.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	2,0	2,3	2,1	1,9	1,8
3.2.1.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	2,0	2,3	2,1	0,7	1,2
4.	Быстринский муниципальный район (в тыс. Гкал)					
4.1.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	41,6	38,4	39,3	35,45	40,36
4.1.1.	населению	29,8	27,5	27,4	24,7	28,16
4.1.2.	бюджетофинансируемым организациям	6,7	5,2	6,6	5,95	6,81
4.1.3.	предприятиям на производственные нужды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.1.4.	прочим организациям	5,0	5,7	5,2	4,69	5,38
4.2.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	0,0	0,0	0,0	-	-
4.2.1.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	0,0	0,0	0,0	-	-
5.	Елизовский муниципальный район (в тыс. Гкал)					
5.1.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	340,4	352,6	341,5	347,5	345,01
5.1.1.	населению	229,2	231,8	226,4	234,6	232,9
5.1.2.	бюджетофинансируемым организациям	66,9	63,1	67,5	68,55	68,06
5.1.3.	предприятиям на производственные нужды	1,7	1,9	1,1	0,0	0,0
5.1.4.	прочим организациям	42,5	55,8	46,5	44,36	44,04
5.2.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	81,2	83,2	84,1	82,8	82,4
5.2.1.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	76,9	75,5	75,5	81,9	81,6
5.3.	в т.ч. Елизовское городское поселение					
5.3.1.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	175,5	181,2	180,2	179,4	172,0
5.3.2.	населению	139,3	143,6	142,8	142,9	137,0
5.3.3.	бюджетофинансируемым организациям	27,7	29,6	30,7	30,8	29,5
5.3.4.	предприятиям на производственные нужды	1,7	1,9	1,1	0,0	0,0
5.3.5.	прочим организациям	6,8	6,1	5,7	5,7	5,5

1	2	3	4	5	6	7
5.4.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	55,3	52,2	57,0	65,07	62,4
5.4.1.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	53,2	51,4	52,5	64,36	61,7
6.	Мильковский муниципальный район (в тыс. Гкал)					
6.1.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	72,0	74,7	74,1	71,01	70,94
6.1.1.	населению	55,6	58,1	56,4	54,3	54,4
6.1.2.	бюджетофинансируемым организациям	13,0	13,4	14,6	13,56	13,14
6.1.3.	предприятиям на производственные нужды	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
6.1.4.	прочим организациям	2,1	1,9	1,8	1,8	2,1
6.2.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	35,1	35,7	37,3	41,2	40,6
6.2.1.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	28,8	29,6	29,5	29,2	29,6
7.	Соболевский муниципальный район (в тыс. Гкал)					
7.1.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	21,1	21,5	21,0	20,8	20,3
7.1.1.	населению	15,4	15,8	15,9	15,8	15,2
7.1.2.	бюджетофинансируемым организациям	5,3	5,3	5,0	4,8	4,8
7.1.3.	предприятиям на производственные нужды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7.1.4.	прочим организациям	0,4	0,4	0,2	0,2	0,3
7.2.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	4,1	4,5	4,5	4,3	4,4
7.2.1.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	4,1	4,3	4,3	4,2	4,2
8.	Усть-Большерецкий муниципальный район (в тыс. Гкал)					
8.1.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	468,1	451,1	473,6	476,3	462,51
8.1.1.	населению	29,4	29,7	30,0	30,96	30,63
8.1.2.	бюджетофинансируемым организациям	8,8	8,7	9,6	9,7	7,76
8.1.3.	предприятиям на производственные нужды	405,6	390,8	410,7	412,3	402,32
8.1.4.	прочим организациям	24,1	21,8	23,3	23,4	21,8
8.2.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	14,5	13,7	15,2	15,2	13,89
8.2.1.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	10,9	10,5	10,5	10,5	10,1
9.	Усть-Камчатский муниципальный район (в тыс. Гкал)					

1	2	3	4	5	6	7
9.1.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	71,6	63,5	63,3	63,9	63,8
9.1.1.	населению	58,2	48,4	51,7	52,2	52,1
9.1.2.	бюджетофинансируемым организациям	9,6	9,9	10,1	10,2	10,2
9.1.3.	предприятиям на производственные нужды	1,5	4,6	0,7	0,7	0,7
9.1.4.	прочим организациям	2,3	0,6	0,8	0,8	0,8
9.2.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	11,2	12,3	11,9	12,0	11,9
9.3.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	10,0	11,2	10,7	10,6	10,6
10.	Городской округ поселок Палана (в тыс. Гкал)					
10.1	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	41,3	40,4	40,3	40,5	39,2
10.1.1.	населению	29,5	28,6	29,3	28,7	27,8
10.1.2.	бюджетофинансируемым организациям	10,4	10,3	9,7	9,9	9,6
10.1.3.	предприятиям на производственные нужды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.1.4.	прочим организациям	1,4	1,4	1,3	1,9	1,8
10.2.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	15,5	15,7	17,6	17,6	17,1
10.2.1.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	14,2	14,4	14,4	14,4	14,0
11.	Карагинский муниципальный район (в тыс. Гкал)					
11.1.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	65,5	65,0	66,0	67,0	64,82
11.1.1.	населению	53,4	51,6	51,9	52,4	50,6
11.1.2.	бюджетофинансируемым организациям	9,6	11,1	11,8	12,3	12,0
11.1.3.	предприятиям на производственные нужды	1,5	1,4	1,5	1,5	1,4
11.1.4.	прочим организациям	1,0	1,0	0,8	0,8	0,8
11.2.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	15,1	15,8	15,9	15,9	15,8
11.3.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	13,4	13,7	13,7	13,7	13,7
12.	Олюторский муниципальный район (в тыс. Гкал)					
12.1.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	30,9	29,5	31,3	34,5	34,5
12.1.1.	населению	25,1	23,8	25,6	28,8	28,8
12.1.2.	бюджетофинансируемым организациям	2,9	2,9	4,8	4,8	4,8

1	2	3	4	5	6	7
12.1.3.	предприятиям на производственные нужды	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
12.1.4.	прочим организациям	2,7	2,7	0,9	0,9	0,9
12.2.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	9,0	11,5	12,7	10,8	10,3
12.2.1.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	9,0	8,9	10,0	7,54	7,55
13.	Пенжинский муниципальный район (в тыс. Гкал)					
13.1.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	24,1	24,3	24,4	23,5	22,33
13.1.1.	населению	18,2	18,5	18,4	17,84	17,42
13.1.2.	бюджетофинансируемым организациям	5,1	4,9	5,1	5,39	4,79
13.1.3.	предприятиям на производственные нужды	0,7	0,7	0,7	0,0	0,0
13.1.4.	прочим организациям	0,2	0,2	0,2	0,27	0,12
13.2.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	10,1	11,1	10,2	13,32	12,81
13.2.1.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	10,1	11,1	10,2	10,28	9,84
14.	Тигильский муниципальный район (в тыс. Гкал)					
14.1.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	35,9	35,2	34,9	33,57	33,52
14.1.1.	населению	26,5	26,4	26,2	25,82	25,69
14.1.2.	бюджетофинансируемым организациям	7,3	6,7	7,1	6,85	7,03
14.1.3.	предприятиям на производственные нужды	0,4	0,5	0,5	0,0	0,0
14.1.4.	прочим организациям	1,7	1,6	1,1	0,9	0,8
14.2.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	11,9	11,9	12,3	14,9	15,1
14.2.1.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	11,9	10,9	11,3	10,35	10,58

Основными производителями тепловой энергии в Камчатском крае являются следующие компании: ПАО «Камчатскэнерго», АО «Камчатэнергосервис», АО «Южные электрические сети Камчатки» (АО «ЮЭСК»), АО «Корякэнерго», АО «Тепло Земли».

В таблице 3.1.3 приведена характеристика источников теплоснабжения муниципальных образований Камчатского края по состоянию на 01.01.2023 г. (без учета объектов Министерства обороны РФ).

Таблица 3.1.3

№ п/п	Муниципальное образование	Число источников теплоснабжения	Суммарная тепловая мощность, Гкал/час	Вид топлива	Крупные производители тепловой энергии
1	2	3	4	5	6
1.	Петропавловск-Камчатский городской округ	32	999,7	уголь, д/топливо, газ	ПАО «Камчатскэнерго»
1.1.	<i>в том числе ТЭЦ:</i>	2	699,0	газ/мазут	
2.	Вилючинский городской округ	3	101,5	д/топливо	АО «Камчатэнергосевис»
3.	Городской округ «поселок Палана»	2	34,8	уголь	МУП «Горсети»
4.	Алеутский муниципальный округ в Камчатском крае	2	9,1	уголь	АО «ЮЭСК»
5.	Быстринский муниципальный район	12 скважин терм. воды	18,3	терм. вода	АО «Тепло Земли»
6.	Елизовский муниципальный район	45 котельные + 54 скважины терм. воды	262,98	уголь, мазут, д/топливо, газ, терм. вода	ПАО «Камчатскэнерго»; АО «Тепло Земли»
7.	Карагинский муниципальный район	9	45,03	уголь	АО «Корякэнерго»
8.	Мильковский муниципальный район	13	60,02	уголь, дрова	ПАО «Камчатскэнерго»; АО «Камчатэнергосевис»; АО «ЮЭСК»
9.	Олюторский муниципальный район	12	33,04	уголь, д/топливо	АО «Корякэнерго»
10.	Пенжинский муниципальный район	30	23,1	уголь, д/топливо	АО «ЮЭСК»
11.	Соболевский муниципальный район	10	13,65	д/топливо, газ	АО «Корякэнерго»
12.	Тигильский муниципальный район	11	28,59	уголь, д/топливо	АО «ЮЭСК»; АО «Корякэнерго»
13.	Усть-Большерецкий муниципальный район	6 + 1 скважина терм. воды	37,28	уголь, д/топливо	АО «Камчатэнергосевис»

1	2	3	4	5	6
14.	Усть-Камчатский муниципальный район	49	50,9	дрова, д/топливо	АО «Корякэнерго»
15.	Всего по Камчатскому краю	291	1717,99	-	-

В 2022 году объем производства тепловой энергии от всех источников теплоснабжения составил 3082,27 тыс. Гкал. Основными поставщиками тепла являются котельные (50,15 процента), на ТЭЦ приходится 33,4 процента. По сравнению с 2016 годом отпуск тепла от котельных увеличился на 5,2 процента, а отпуск тепла от ТЭЦ уменьшился на 1,9 процента.

Производство тепловой энергии централизованными источниками
в период 2018-2022 гг.

Таблица 3.1.4

№ п/п	Показатель (в тыс. Гкал)	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Произведено - всего, в том числе:	3210,7	3216,4	3197,9	3133,3	3082,27
1.1.	ТЭЦ	1101,0	1111,8	1082,4	1068,8	1033,6
1.2.	Котельные	1556,4	1565,2	1558,0	1539,8	1518,1
1.3.	Геотермальные скважины	553,3	539,4	557,6	524,72	530,57

*Примечание: Не включена информация по потребителям тепловой энергии обеспечивающихся источниками, принадлежащим Министерству обороны Российской Федерации, Министерству Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, Федеральной службе безопасности Российской Федерации.

Теплоснабжение населенных пунктов Камчатского края осуществляется от Камчатских ТЭЦ, котельных, бойлерных, а также геотермальных скважин. Наиболее крупными производителями тепловой энергии в крае являются следующие компании:

- ПАО «Камчатскэнерго», зона деятельности по обеспечению теплом: городской округ Петропавловск-Камчатский, Елизовский (в том числе Елизовское городское поселение) и Мильковский муниципальные районы;
- АО «Камчатэнергосервис», зона деятельности – городской округ Вилючинск, Мильковский и Усть-Большерецкий муниципальные районы;
- АО «Южные электрические сети Камчатки», зона деятельности: Пенжинский, Тигильский, Мильковский муниципальные районы и Алеутский муниципальный округ в Камчатском крае;
- АО «Корякэнерго», зона деятельности: Соболевский, Тигильский, Олюторский и Карагинский, Усть-Камчатский муниципальные районы;
- АО «Тепло Земли», зона деятельности: Елизовский, Быстринский и Усть-Большерецкий муниципальные районы.

На начало 2022 года в регионе насчитывалось 224 источника централизованного теплоснабжения, в том числе две ТЭЦ, расположенные в краевом центре – городском округе Петропавловск-Камчатский. Основное количество (149 шт.) приходилось на котельные мощностью до 3 Гкал/час. В крае находится 67 скважин термальной воды.

Суммарная мощность источников теплоснабжения (без учета геотермальных скважин) составляет 1634 Гкал/час, на ТЭЦ приходится 699 Гкал/час.

В таблице 3.1.5 представлена структура выработки тепловой энергии от котельных и ТЭЦ в зависимости от установленной тепловой мощности источника теплоснабжения. Из представленных данных видно, что основное производство теплоэнергии приходится на источники с мощностью свыше 100 Гкал/ч (ТЭЦ) – около 40 процентов, на котельных мощностью от 3 до 20 Гкал/ч вырабатывается порядка 32–33 процентов теплоэнергии, мощностью от 20 до 100 Гкал/ч – 15–16 процентов, мощностью до 3 Гкал/ч – 10–11 процентов.

Структура производства тепловой энергии от котельных и ТЭЦ
Камчатского края в зависимости от установленной тепловой мощности
источника теплоснабжения

Таблица 3.1.5

№ п/п	Показатель	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Произведено тепловой энергии за год - всего - в т.ч. в источниках теплоснабжения мощностью, Гкал/ч:	2657,4	2677,1	2640,4	2608,6	2551,7
1.1.	до 3	289,3	270,0	260,8	236,7	228,2
1.2.	от 3 до 20	849,2	881,7	885,6	898,4	893,3
1.3.	от 20 до 100	417,9	413,6	411,5	404,6	396,6
1.4.	свыше 100	1101,0	1111,8	1082,4	1068,8	1033,6

*Примечание: Не включена информация по потребителям тепловой энергии обеспечивающихся источниками, принадлежащим Министерству обороны Российской Федерации, Министерству Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, Федеральной службе безопасности Российской Федерации.

Данные по типу используемых установок тепловой генерации с указанием тепловой мощности и года ввода в эксплуатацию на 01.01.2023 года по основным теплоснабжающим организациям приведены в приложении 1.

По производству теплоэнергии лидирующие позиции в регионе занимает Петропавловск-Камчатский городской округ (Таблица 3.1.6). На него приходится почти половина выработки тепла в регионе. Как видно из таблицы, производство тепла в городе за рассматриваемый период снизилось на 6,8 процента, причем на котельных снижение составило – 8,3 процента, на ТЭЦ – 6,1 процента.

Производство тепловой энергии по муниципальным образованиям
Камчатского края

Таблица 3.1.6

№ п/п	Муниципальное образование (в тыс. Гкал)	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1	2	3	4	5	6	7
1.	Петропавловск-Камчатский городской округ, всего в т.ч.:	1588,1	1602,6	1565,6	1545,5	1480,04
1.1.	Котельные	487,1	490,8	483,1	458,7	446,41
1.2.	ТЭЦ	1101,0	1111,8	1082,4	1068,8	1033,6
2.	Вилючинский городской округ	192,2	191,4	190,9	186,6	184,5
3.	Алеутский муниципальный округ в Камчатском крае	10,4	10,9	10,3	9,9	9,1
4.	Быстринский муниципальный район (Геотермальные скважины)	41,6	38,4	39,3	40,0	40,3
5.	Елизовский муниципальный район, всего в т.ч.:	421,5	435,8	425,6	430,3	427,4
5.1.	Геотермальные скважины	83,1	88,6	84,8	84,5	87,3
5.2.	Елизовское городское поселение	230,8	233,5	237,2	244,4	249,3
6.	Мильковский муниципальный район	107,1	110,4	111,4	113,1	111,5
7.	Соболевский муниципальный район	25,2	26,0	25,5	25,1	24,7
8.	Усть-Большерецкий муниципальный район, всего в т.ч.	482,6	464,8	488,8	475,3	476,4
8.1.	Геотермальные скважины	428,6	412,3	433,5	415,9	402,9
9.	Усть-Камчатский муниципальный район	82,7	75,8	75,2	75,9	75,7
10.	Городской округ поселок Палана	56,8	56,1	57,9	57,6	56,4
11.	Карагинский муниципальный район	80,5	80,8	81,8	80,0	80,6
12.	Олюторский муниципальный район	39,8	41,0	44,0	46,5	44,8
13.	Пенжинский муниципальный район	34,3	35,4	34,5	34,5	35,1
14.	Тигильский муниципальный район	47,8	47,0	47,2	46,7	48,6
15.	ИТОГО	3210,7	3216,4	3197,9	3183,3	3095,1

*Примечание: в муниципальных образованиях, в которых не указан источник теплоснабжения, централизованная выработка теплоэнергии происходит на котельных; в Усть-Большерецком и Елизовском муниципальных районах итоговые данные включают производство тепла на котельных и на геотермальных скважинах.

Нужно отметить, что в Усть-Большерецком муниципальном районе вырабатывается тепло на Паужетском промышленном участке, принадлежащем АО «Тепло Земли», большая часть тепла отпускается на Паужетскую геотермальную электростанцию (в виде пара).

3.2. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Камчатском крае

На территории Камчатского края представителями крупных потребителей тепловой энергии являются предприятия пищевой промышленности, объекты жилого и социально-культурного назначения (школы, университеты, больницы, культурно-спортивные комплексы и др.). Перечень наиболее крупных потребителей тепловой энергии на территории Камчатского края по состоянию на 01.01.2023 года приведен в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1

№ п/п	Потребитель тепловой энергии	Муниципальное образование	Потребление тепловой энергии, Гкал	Нагрузка, Гкал/час	Источники покрытия
1	2	3	4	5	6
1.	ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление Министерства обороны Российской Федерации»	Петропавловск-Камчатский городской округ	31 924,3	7,6	ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, котельные ПКГО, котельные ЕМР
2.	ООО «Северпродукт»	Петропавловск-Камчатский городской округ	20 637,8	5,4	ТЭЦ-2
3.	МУП Петропавловск-Камчатского городского округа «Тепло-Электросетевая компания»	Петропавловск-Камчатский городской округ	18 008,2	4,7	ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, котельная № 1 (ПКГО), котельная № 3 (ПКГО)
4.	ГУП Камчатского края «Камчатстройэнергосервис»	Петропавловск-Камчатский городской округ	4 035,1	2,8	ТЭЦ-2
5.	АО «Камчатское пиво»	Петропавловск-Камчатский городской округ	3 029,1	1,9	ТЭЦ-2
6.	ФГБОУ ВО «Камчатский государственный технический университет»	Петропавловск-Камчатский городской округ	3 731,2	1,7	ТЭЦ-2
7.	Рыболовецкий колхоз имени В.И. Ленина	Петропавловск-Камчатский городской округ	3 056,5	1,8	Котельные ПКГО
8.	ФКУ «Центр хозяйственного и сервисного обеспечения» Управления Министерства Внутренних дел	Петропавловск-Камчатский городской округ	3 301,2	1,6	ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, котельные ПКГО, котельные ЕМР

1	2	3	4	5	6
	Российской Федерации по Камчатскому краю				
9.	Краевое государственное автономное учреждение «Спортивная школа олимпийского резерва по плаванию»	Петропавловск-Камчатский городской округ	3 171,4	1,6	котельные ПКГО
10.	Муниципальное автономное общеобразовательное учреждение «Средняя школа № 33 с углубленным изучением отдельных предметов» ПКГО	Петропавловск-Камчатский городской округ	1184,64	1,5	котельные ПКГО
11.	АО «Петропавловск-Камчатский морской торговый порт»	Петропавловск-Камчатский городской округ	687,32	1,5	ТЭЦ-1
12.	ГБУЗ «Камчатская краевая больница им. А.С. Лукашевского»	Петропавловск-Камчатский городской округ	3 473,0	1,4	ТЭЦ-2
13.	ОАО Оптовая база «Камчатпромтовары»	Петропавловск-Камчатский городской округ	нд	1,4	котельные ПКГО
14.	МБОУ Средняя общеобразовательная школа № 3	Елизовское ГП	496,91	1,4	котельные ЕГП
15.	ГБУЗ Камчатского края «Петропавловск-Камчатская городская больница № 1»	Петропавловск-Камчатский городской округ	858,24	1,3	котельные ПКГО
16.	АО «Дирекция по эксплуатации зданий»	Петропавловск-Камчатский городской округ	нд	1,2	котельные ПКГО
17.	ФКУ «Центр хозяйственного и сервисного обеспечения УМВД РФ по Камчатскому краю»	Петропавловск-Камчатский городской округ	нд	1,2	котельные ПКГО
18.	АО «Судоремсервис»	Петропавловск-Камчатский городской округ	2 357,86	1,1	котельные ПКГО
19.	КГПОБУ «Камчатский промышленный техникум» - Общежитие	Елизовское ГП	нд	1,1	котельные ЕГП

3.3. Основные характеристики теплосетевого хозяйства Камчатского края

Согласно форме статистической отчетности 1-ТЕП на начало 2023 года на территории Камчатского края находилось в эксплуатации 796,11 км тепловых сетей (водяных и паровых в двухтрубном исчислении), в том числе 74,7 км тепловых сетей от скважин термальной воды. Порядка 80,5 процентов тепловых сетей имеют диаметр менее 200 мм, 15,0 процентов – диаметр от 200 до 400 мм, 3,1 процента – от 400 до 600 мм и 1,4 процента – свыше 600 мм. Основной проблемой эксплуатации тепловых сетей населенных пунктов Камчатского края является их физический износ. Из общей протяженности тепловых сетей 343,53 (или 43,15 процента) нуждается в замене, и только 22,59 км было заменено (около 6,5 процентов от нуждающихся в замене). В таблице 3.3.1 представлена информация по протяженности тепловых сетей на территории Камчатского края.

Нужно отметить, что удельный вес сетей, нуждающихся в замене неуклонно снижается: как видно из таблицы 3.3.1 в 2018 г. их доля составляла 50,1 процента, а в 2022 г. уже 43,15 процента. Это показывает, что власти региона озабочены ветхостью тепловых сетей и ведут планомерную деятельность по их замене и ремонту.

Структура тепловых сетей в двухтрубном исчислении

Таблица 3.3.1

№ п/п	Показатель (в км)	2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Всего по Камчатскому краю					
1.1.	Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении на конец отчетного года - всего	769,47	770,29	784,96	793,96	796,11
1.1.1.	-в т.ч. Диаметром до 200 мм	635,22	607,97	623,59	624,39	641,18
1.1.2.	от 200 до 400 мм	100,05	127,11	125,00	128,54	118,88
1.1.3.	от 400 до 600 мм	22,93	23,82	26,63	23,8	24,65
1.1.4.	свыше 600	11,28	11,38	9,73	12,43	11,39
1.2.	Из общей протяженности тепловых сетей нуждаются в замене	385,77	366,78	343,80	344,5	343,53
1.3.	Удельный вес сетей, нуждающихся в замене, %	50,1%	47,6%	43,8%	43,4%	43,15 %
2.	по Камчатскому краю по котельным и ТЭС					
2.1.	Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении на конец отчетного года - всего	700,35	700,85	710,80	719,80	721,41
2.1.1.	-в т.ч. Диаметром до 200 мм	573,67	546,42	559,20	559,88	576,06
2.1.2.	от 200 до 400 мм	94,28	121,39	118,46	122,11	111,86
2.1.3.	от 400 до 600 мм	21,12	21,65	24,83	21,76	22,10
2.1.4.	свыше 600	11,28	11,38	8,30	11,38	11,39
2.2.	Из общей протяженности тепловых сетей нуждаются в замене	364,88	346,83	324,10	325,34	324,13

1	2	3	4	5	6	7
2.3.	Удельный вес сетей, нуждающихся в замене, %	52,1%	49,5%	45,6%	45,15%	44,93 %
3.	по Камчатскому краю по скважинам термальной воды					
3.1.	Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении на конец отчетного года - всего	69,13	69,44	74,16	74,2	74,7
3.1.1.	-в т.ч. Диаметр до 200 мм	61,55	61,55	64,39	64,39	65,12
3.1.2.	от 200 до 400 мм	5,77	5,72	6,54	6,54	7,02
3.1.3.	от 400 до 600 мм	1,81	2,17	1,8	1,8	2,55
3.1.4.	свыше 600	0,00	0,00	1,43	1,43	0,00
3.2.	Из общей протяженности тепловых сетей нуждаются в замене	20,89	19,95	19,7	19,5	19,4
3.3.	Удельный вес сетей, нуждающихся в замене, %	30,2%	28,7%	26,6%	26,2%	25,9%

*Примечание: Данные сформированы на основе форм статистической отчетности 1-ТЕП «Сведения о снабжении теплоэнергией»

Крупными предприятиями Камчатского края, эксплуатирующими тепловые сети, являются: ПАО «Камчатскэнерго», АО «Камчатэнергосервис», АО «Корякэнерго», АО «Тепло Земли», АО «ЮЭСК», АО «Оссора». Кроме основных теплоснабжающих предприятий в Камчатском крае деятельность по передаче и обеспечению потребителей тепловой энергией ведут много средних и малых предприятий, на долю которых приходятся сети протяженностью от 0,1 до 8 км.

Максимальное количество тепловых сетей эксплуатируется в городском округе Петропавловск-Камчатский – 360,91 км (45,3 процента от суммарного количества сетей в крае), при этом доля сетей диаметром до 200 мм составляет 71,1 процента от общей протяженности тепловых сетей в городе. В настоящее время в столице Камчатского края требуют замены 44,1 процента тепловых сетей.

Требуют замены свыше 50 процентов тепловых сетей в следующих муниципальных образованиях: Усть-Камчатский муниципальный район (52,3 процента), Быстринский муниципальный район (55,9 процента), Елизовский муниципальный район (63,6 процента), Елизовское городское поселение (79,4 процента), Мильковский муниципальный район (61,1 процента), Усть-Большерецкий муниципальный район (84,4 процента). В прочих муниципальных образованиях в замене нуждаются порядка 20–30 процентов тепловых сетей.

4. Объем и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Камчатского края

Структура топливно-энергетического баланса характеризуется существенной зависимостью от поставок энергоносителей из-за пределов Камчатского края. Нефтепродукты и уголь доставляют на территорию Камчатского края морским транспортом из портов Приморского края.

Для повышения энергетической безопасности и независимости региона была разработана программа газификации. С 2012 года основным топливом для тепловых электростанций Камчатского края является природный газ, добываемый на местных газоконденсатных месторождениях. Поставки газа осуществляются ООО «Газпром межрегионгаз Дальний Восток». На газовом топливе, кроме ТЭЦ, работает несколько ГДЭС и ряд котельных в Соболевском и Елизовском районах, а также в городском округе Петропавловск-Камчатский.

Нефтетопливо используется в качестве резервного топлива на ТЭЦ, а также в качестве основного на многочисленных ДЭС и котельных региона. В топливном балансе котельного оборудования также присутствует уголь, реже – древесное топливо.

За 2022 год в сфере энергетики (без учета станций промышленных предприятий) было израсходовано 226,87 млн. м³ газа, 320,5 тыс. тонн нефтетоплива и 183,21 тыс. тонн твердого топлива. Расход натурального топлива генерирующими компаниями Камчатского края за 2022 год представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1

№ п/п	Наименование организации	Газ, тыс.м ³	Мазут, тонн	Дизельное топливо, тонн	Уголь, тонн	Прочее топливо (дрова), тонн
1	2	3	4	5	6	7
1.	ПАО «Камчатскэнерго»	220 561	241 620	1284,56	54 813	-
2.	АО «Корякэнерго»	2 772	-	13 820	21 928	-
3.	АО «Южные электрические сети Камчатки»	3 543	-	33 621	18 958	4 365
4.	АО «Камчатэнергосервис»	-	23 250	403	48 347	11 705
5.	АО «Тепло Земли»	-	-	33	-	-
6.	Прочие собственники	-	-	6 476	39 167	21 487
7.	Всего	226 876	264 870	55 638	183 213	37 557

Как упоминалось выше, топливно-энергетический баланс края зависит от внешних поставок угля и нефтетоплива. Все нефтепродукты доставляют на территорию Камчатского края морским транспортом из портов Приморского края. Каменный уголь марок «Д», «Г» и «ГД» поставляется из других регионов Российской Федерации – преимущественно с предприятий Кемеровской области, Красноярского края, Республики Хакасия и о. Сахалин. Поставки угля на полуостров идут в течение всего года и увеличиваются в рамках подготовки к

очередному отопительному сезону (северный завоз). Местный бурый уголь добывается на Паланском месторождении единственным предприятием ООО «Палана-Уголь» и поставляется для котельных поселка Палана Тигильского района.

Поставщики топлива, как правило, определяются путем проведения конкурентных процедур.

Для удобства сопоставления и суммарного учета объема потребленных ресурсов был осуществлен их перевод из натуральных единиц в условное топливо. Расход условного топлива по электростанциям и котельным Камчатского края за 2022 год представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2

№ п/п	Наименование организации	всего (в т.ч.)	газ	мазут	дизельное топливо	уголь	прочее (древесина)
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Филиал ПАО «Камчатскэнерго» - «Камчатские ТЭЦ»						
1.1.	ТЭЦ-1	164 225	1 480	162 745	-	-	-
1.2.	ТЭЦ-2	338 299	237 149	101 150	-	-	-
1.3.	ДЭС	6	-	-	6	-	-
2.	Филиал ПАО «Камчатскэнерго» - «Центральные электрические сети»						
2.1.	ДЭС	129	-	-	129	-	-
3.	Филиал ПАО «Камчатскэнерго» - «Возобновляемая энергетика»						
3.1.	ДЭС	1 116	-	-	1 116	-	-
4.	ДЗО ПАО «Камчатскэнерго» - АО «Южные электрические сети Камчатки»						
4.1.	ДЭС, ГДЭС	49 074	3 997	-	45 077	-	-
4.2.	котельные	17 562	-	-	1 993	14 408	1 161
5.	АО «Корякэнерго»						
5.1.	ДЭС, ГДЭС	21 482	2 134	-	19 348	-	-
5.2.	котельные	24 252	994	-	6 594	16 665	-
6.	АО «Камчатские электрические сети им. И.А.Пискунова»						
6.1.	ДЭС	96	-	-	96	-	-
7.	Филиал ПАО «Камчатскэнерго» – «Коммунальная энергетика»						
7.1.	котельные	146 419	28 471	74 991	622	42 335	-
8.	АО «Камчатэнергосервис»						
8.1.	котельные	72 992		32 550	584	36 744	3 114
9.	Прочие собственники						
9.1.	ДЭС	н/д	-	-	н/д	-	-
9.2.	котельные	44 871	-	-	9 390	29 766	5 715
10.	Всего	880 523	274 225	371 436	84 955	139 918	9 990

Всего на тепловых электростанциях Камчатского края в 2022 году израсходовано 238 629 т.у.т. газа и 263 895 т.у.т. мазута. Основная доля потребления газа приходится на ТЭЦ-2 и составляет порядка 99 процентов. В структуре топливного баланса ТЭЦ-1 преобладает мазут от общего количества топлива (99 процентов). На дизельных электростанциях в 2022 году было сожжено порядка 65 тыс. т у.т.

На территории края работают ДЭС и ГДЭС промышленных предприятий. Данные о расходе топлива на этих электростанциях за последние годы, в том числе за 2022 год, отсутствуют.

Согласно полученным данным, расход условного топлива на электростанциях и котельных Камчатского края в 2022 году составил 880,52 тыс. т у.т., что на 3,46 тыс. т у.т. больше предыдущего года. При этом потребление газа снизилось с 366,26 тыс. т у.т. в 2021 году до 274,23 тыс. т у.т. в 2022 году, потребление нефтетоплива возросло с 361,52 тыс. т у.т. до 456,39 тыс. т у.т. соответственно. Данные о расходе топлива по видам за последние пять лет представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3

№ п/п	Вид топлива	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6	7
1.	Расход топлива всего (в тыс. т у.т.)	891,04	890,59	880,34	876,88	880,52
1.1.	в т.ч. газ	476,20	430,08	380,94	366,26	274,23
1.2.	нефтетопливо	229,96	289,94	337,73	361,52	456,39
1.3.	уголь	173,71	159,84	151,23	139,15	139,92
1.4.	прочее топливо (дрова)	11,16	10,73	10,44	9,96	9,99

Снижение объема поставки природного газа вызвано ограничениями по давлению в газораспределительной сети, связанными с добычей газа. Недопоставка газа на Камчатские ТЭЦ с конца 2018 года компенсируется использованием резервного топлива, которым является топочный мазут.

Абсолютные и удельные расходы топлива на производство различных видов энергии за 2022 год приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4

№ п/п	Наименование организации	Электрическая энергия		Тепловая энергия	
		расход топлива, тыс.тут	удельный расход топлива, г/кВтч	расход топлива, тыс.т.у.т	удельный расход топлива, кг/Гкал
1	2	3	4	5	6
1.	Камчатская ТЭЦ-1	121,29	453,70	42,93	142,6
2.	Камчатская ТЭЦ-2	237,03	328,30	101,26	138,3
3.	АО «Центральные ЭС»	0,13	382,80	-	-
4.	АО «Возобновляемая энергетика»	1,39	362,1	-	-

1	2	3	4	5	6
5.	АО «Южные электрические сети Камчатки»	42,69	370,3	17,49	234,2
6.	Коммунальная энергетика	-	-	146,42	203,8
7.	АО «Корякэнерго»	14,89	388,08	27,60	235,78
8.	АО «Камчатэнергосервис»	-	-	123,04	255,01
9.	Прочие собственники	-	-	44,8	218,7

5. Единый топливно-энергетический баланс Камчатского края

Единый топливно-энергетический баланс Камчатского края по данным Министерства ЖКХ и энергетики Камчатского края за 2022 год с отражением всех видов ресурсов и групп потребителей, выделенных на основании ОКВЭД, представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1

№ п/п	Строки топливно-энергетического баланса	Номер строк баланса	Уголь, тыс. т.у.т	Сырая нефть, тыс. т.у.т	Нефтепродукты, тыс. т.у.т	Природный газ, тыс. т.у.т	Прочее твердое топливо, тыс. т.у.т	Гидроэнергия и ВИЭ, тыс. т.у.т	Атомная энергия, тыс. т.у.т	Электрическая энергия, тыс. т.у.т	Тепловая энергия, тыс. т.у.т	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Производство энергетических ресурсов	1	14,80	0,00	0,00	264,80	15,85	62,92	0,00	-	-	358,4
2.	Ввоз	2	160,42	0,00	2593,80	0,00	-	-	-	0,00	-	2754,2
3.	Вывоз	3	0,00	0,00	0,00	-8,47	-	-	-	0,00	-	-8,5
4.	Изменение запасов	4	-0,35	0,00	-35,00	0,00	-	-	-	0,00	-	-35,4
5.	Потребление первичной энергии	5	174,87	0,00	2558,80	256,32	15,85	62,92	0,00	0,00	-	3068,8
6.	Статистическое расхождение	6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,0
7.	Производство электрической энергии	7	0,00	0,00	-491,97	-161,85	-0,01	-62,92	0,00	249,79	-	-467,0
8.	Производство тепловой энергии	8	-157,33	0,00	-436,88	-85,16	-9,71	0,00	0,00	0,00	519,61	-169,5
9.	Теплоэлектростанции	8,1	0,00	0,00	-86,46	-64,28	0,00	-	-	0,00	196,91	46,2
10.	Котельные	8,2	-157,33	0,00	-350,41	-19,56	-9,71	-	-	0,00	321,41	-215,6
11.	Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8,3	-	-	-	0,00	-	-	-	0,00	1,29	1,3
12.	Преобразование топлива	9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,0
13.	Переработка нефти	9,1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,0
14.	Переработка газа	9,2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,0
15.	Обогащение угля	9,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,0
16.	Собственные нужды	10	-0,02	0,00	-0,20	-3,68	0,00	-	-	-23,90	-9,35	-37,2
17.	Потери при передаче	11	-0,01	0,00	-0,42	-2,44	0,00	-	-	-29,43	-99,56	-131,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
18.	Конечное потребление энергетических ресурсов	12	17,50	0,00	1629,32	4,04	6,12	-	-	196,47	410,70	2264,1
19.	Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	1,23	0,00	78,45	0,00	0,16	-	-	0,00	0,11	80,0
20.	Промышленность	14	10,89	0,00	920,08	1,60	1,44	-	-	0,00	29,28	963,3
21.	Строительство	15	0,16	0,00	56,69	0,00	0,02	-	-	0,00	0,00	56,9
22.	Транспорт и связь	16	1,49	0,00	125,54	2,37	0,20	-	-	0,00	1,66	131,3
23.	Автомобильный	16,3	0,00	0,00	64,15	2,37	0,00	-	-	0,00	0,11	66,6
24.	Прочий	16,4	1,49		61,37	0,00	0,20	-	-	0,00	1,55	64,6
25.	Сфера услуг	17	3,69	0,00	249,50	0,00	0,55	-	-	0,00	62,74	316,5
26.	Население	18	0,05	0,00	198,80	0,06	3,75	-	-	0,00	316,91	519,6
27.	Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	0,25

6. Особенности и проблемы функционирования энергосистемы на территории Камчатского края

6.1. Топливообеспечение электростанций

Специфика топливообеспечения Камчатского края во многом определяется особенностями его географического положения и климата. Для повышения энергетической безопасности и независимости региона была разработана программа газификации. Ее реализация позволила заменить часть привозного топлива местными ресурсами. Организация стабильного и бесперебойного топливоснабжения затруднена в районах с ограниченной транспортной доступностью. Для обеспечения работы котельных и дизельных электростанций в этих районах осуществляется сезонный (северный) завоз топлива в соответствии с графиками поставок. Морским путем в период летней навигации топливо доставляется в шесть муниципальных образований края – Соболевский, Пенжинский, Тигильский, Олюторский, Карагинский районы и Алеутский округ. В некоторые отдаленные сельские поселения уголь и дизельное топливо доставляются только по автомобильным зимникам. В ряде поселений теплоснабжение потребителей осуществляется от котельных, работающих на дровах.

Источниками газа для тепловых электростанций и котельных Камчатского края являются Кшукское и Нижне-Квакчинское газоконденсатные месторождения (ГКМ), расположенные на северо-западе полуострова в Соболевском районе. Транспортировка газа потребителям осуществляется по магистральному газопроводу от установки комплексной подготовки газа Нижне-Квакчинского ГКМ до автоматизированных газораспределительных станций г. Петропавловска-Камчатского. Производительность газопровода составляет порядка 750 млн. м³ в год. Газоснабжение потребителей Петропавловск-Камчатского городского округа, а также Елизовского и Соболевского районов осуществляется по шести газопроводам-отводам с газораспределительными станциями (ГРС) и по межпоселковым газопроводам.

В разработанной ранее программе газификации Камчатского края был спрогнозирован перспективный спрос на газ – 723,4 млн. м³ в год. Однако ПАО «Газпром» не смогло обеспечить добычу и поставку газа в запланированном объеме, поскольку запасы месторождений оказались ниже ожидаемых.

С конца 2018 года объем поставок газа начал снижаться из-за ограничений по давлению в газотранспортной сети. Для поддержки добычи газа было решено запустить дожимные компрессионные станции (ДКС). В 2020 году были закончены строительные-монтажные работы на двух объектах – «ДКС Кшукского газоконденсатного месторождения» и «ДКС Нижне-Квакчинского газоконденсатного месторождения, I этап». На очереди – второй и третий этапы ДКС Нижне-Квакчинского месторождения. Постепенное увеличение объемов добычи природного газа планируется в 2023 и 2024 годах после чего снижение уровня добычи продолжится.

Разработанная и утвержденная ранее программа развития газоснабжения и газификации региона была пересмотрена в 2022 года. Новая программа предусматривает до конца 2022 года строительство газопровода-отвода и ГРС «Раздольный», а также межпоселкового газопровода до п. Раздольный Елизовского района.

Стоит отметить, что до 2026 года на суше и на шельфе полуострова ПАО «Газпром» запланировало проведение геологоразведочных работ для подтверждения оценок начальных суммарных ресурсов углеводородов. В настоящее время на Северо-Колпаковском ГКМ завершено бурение разведочной скважины № 67, проводится комплекс геофизических работ. Ведутся подготовительные работы для строительства разведочных скважин № 81 Нижне-Квакчинского и № 72 Кшукского месторождений.

Для повышения надежности топливоснабжения Камчатского края в 2021 году начата реализация проекта «Регазификационный комплекс СПГ в Камчатском крае» с размещением в бухте Раковая Авачинской губы.

Реализация данного проекта позволит обеспечить поставки СПГ для энергетической потребности Камчатского края в объеме до 446 тыс. тонн (620 млн. м³ природного газа) ежегодно, для замещения недостающих объемов Камчатских месторождений в рамках Программы газификации Камчатского края.

По итогам совещания, проведенного 05.09.2022 года Президентом Российской Федерации В.В. Путиным по вопросам долгосрочного социально-экономического развития Петропавловск-Камчатского городского округа, Правительству Российской Федерации поручено обеспечить финансирование строительства наземной инфраструктуры Регазификационного комплекса СПГ из средств федерального бюджета.

ПАО «НОВАТЭК» рекомендовано за счет собственных средств обеспечить строительство морской части комплекса СПГ.

Регазификационный комплекс СПГ включает в себя:

1. Объекты береговой инфраструктуры, в том числе причальные сооружения, технологические площадки, площадка налива СПГ, газопровод «Терминал регазификации СПГ – ТЭЦ-1, ТЭЦ-2». Финансирование из федерального бюджета в объеме 12 млрд. руб.

2. Объекты морской части – плавучая регазификационная установка (ПРГУ), суда газовозы-челноки 2 ед. Финансирование за счет собственных средств ПАО «НОВАТЭК» в объеме 28 млрд. руб.

В соответствии с достигнутыми договоренностями заказчиком проектных работ на Регазификационный комплекс СПГ, в том числе проведение инженерных изысканий, является ПАО «НОВАТЭК».

В настоящее время ведутся изыскательские и проектные работы, завершение которых с учетом прохождения государственной и экологической экспертиз запланировано на 3 квартал 2023 года.

На данный момент решается вопрос об источнике СПГ для обеспечения нужд Камчатского края, а также выделения необходимого финансирования для строительства газопринимающей инфраструктуры в бухте Раковая.

Недоставка газа на Камчатские ТЭЦ с конца 2018 года компенсируется использованием резервного топлива, которым является дорогой топочный мазут. Нефтепродукты сжигаются также на дизельных электростанциях изолированных энергоузлов и некоторых котельных региона. Поставщик, как правило, определяется путем проведения конкурентных процедур. Нефтепродукты доставляют на территорию Камчатского края морским транспортом из портов Приморского края.

Согласно геофизическим и геохимическим исследованиям территория Западно-Камчатского шельфа является нефтегазоперспективной. Однако бурение поисковых скважин на шельфе до настоящего времени не привело к открытию месторождений. Кроме того, если рассматривать нефтяную систему в целом, то возникает проблема наличия коллекторов с удовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами.

Несмотря на то что Камчатский край обладает разведанными и поставленными на баланс месторождениями угля, в настоящее время полуостров почти полностью зависит от внешних поставок твердого топлива, добываемого в других регионах Российской Федерации (преимущественно на предприятиях в Кемеровской области, Красноярском крае, Республики Хакасия и на о. Сахалин). Поставки угля на полуостров идут в течение всего года и увеличиваются в рамках подготовки к очередному отопительному сезону (северный завоз).

Освоение угольных месторождений края позволило бы заменить привозное топливо, однако необходимы комплексные изменения в организации процесса добычи и обогащения угля, мероприятия по опережающему развитию инфраструктуры, внедрению современных технологий сжигания низкосортных углей и многое другое.

Единственным предприятием по добыче угля на Камчатке уже несколько лет остается ООО «Палана-Уголь», поставляющее бурый уголь для котельных поселка Палана Тигильского района. Выработка угля производится открытым способом в зимнее время года.

В ряде стран довольно широкое распространение получила добыча так называемых нетрадиционных углеводородов – газовые гидраты, сланцевый газ, метан угольных пластов (МУП). Геологи предлагают рассмотреть возможность покрытия потребности изолированных районов региона в газе за счет метана угольных пластов Западно-Камчатского, Анадырского и Пенжинского угленосных бассейнов. В результате геолого-промышленной оценки ресурсов установлено, что эти бассейны являются перспективными для разработки. Стоит отметить, что проекты по извлечению метана из угольных пластов являются менее рентабельными по сравнению с добычей газа из традиционных источников. Это связано с геологическими и технологическими трудностями при извлечении метана. Поэтому реализация проектов потребует экономического

стимулирования или субсидирования компаний, готовых осуществлять добычу угольного газа.

Топливо-энергетический комплекс наряду с нефтяной, газовой и угольной отраслями включает в себя и торфяную, но энергетика не является приоритетной сферой использования торфа. Однако продукты его переработки можно рассматривать как топливо для локальных источников электрической и тепловой энергии в тех регионах, где это экономически целесообразно.

В государственном балансовом запасе учтено сто шесть месторождений торфа на территории Камчатского края. Наиболее доступным для освоения является Апачинско – Усть-Большерецкий торфопромышленный район, где сосредоточено семь крупных месторождений: Митогинское, Начиловское болото, Начиловское, Микояновский массив, Гольцовское, Светлое, Гольцовская тундра. Митогинское месторождение Усть-Большерецкого района – наиболее изучено и рекомендовано к освоению. Для получения энергетического топлива потребуется развитие торфяной промышленности (комплекса торфодобывающих и торфоперерабатывающих предприятий). Кроме того, производство топлива в виде брикетов (пеллет) требует дополнительных энергетических затрат, что в свою очередь приводит к существенному удорожанию конечного продукта.

В 2018 году инвесторы из Китая проявили интерес к созданию торфомусороперерабатывающего предприятия в Усть-Большерецком районе. Однако данный вопрос был отложен на неопределенный срок ввиду необходимости тщательно проработать вопрос последствий добычи торфа для экосистемы, так как часть прогнозных запасов расположена на территории водоохранной зоны.

В связи с повсеместным усложнением горно-геологических условий поиска, разведки и добычи углеводородных ресурсов, а также с ужесточением экологических стандартов целесообразно обратить внимание на развитие возобновляемых источников энергии. Несмотря на то, что в ближайшем будущем «зеленая энергия» не сможет решить все проблемы углеводородной зависимости края, она может оказаться неплохим подспорьем в решении топливных проблем.

6.2. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Камчатского края

Основные характеристики электросетевого хозяйства энергосистемы Камчатского края представлены в главе 2.9.

С целью выявления возможных перегрузок трансформаторов, автотрансформаторов и линий электропередачи классов напряжения 110 кВ и выше в энергосистеме Камчатского края проведен анализ их загрузки на основании актуального отчетного потокораспределения в энергосистеме Камчатского края в часы зимнего и летнего максимумов нагрузки.

Анализ загрузки трансформаторов и автотрансформаторов на ПС 110 кВ и выше

В таблицах 6.2.1 и 6.2.2 представлена загрузка трансформаторов и автотрансформаторов на ПС 110–220 кВ, рассчитанной ПАО «Камчатскэнерго». Длительно допустимый уровень загрузки трансформаторов принят в соответствии с Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81.

Загрузка (авто-)трансформаторов ПС 110–220 кВ в энергосистеме
в час зимнего максимума нагрузки 2022 года

Таблица 6.2.1

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование Т/АТ	Напряжение, кВ	Тип	$S_{тр}$, МВА	Длит. доп. нагр.	$S_{нагр}$, МВА	ТНВ	$S_{нагр}/S_{тр}$, %	Коэф. доп. нагр.	Объем переводимой нагрузки, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Мутновская ГеоЭС	Т-1	230/10,5	ТРДН-40000/230-У1	40	46,2	25,7	-1	64,3	115,5	н/д
2.		Т-2	230/10,5	ТРДН-40000/230-У1	40	46,2	24,4	-1	61,0	115,5	н/д
3.	ПС 220 кВ Авача	АТ-1	230/121/38,5	АТДЦТН- 63000/220ВМУ1	63	78,75	49,8	-1	79,0	125	н/д
4.		Т-2	115/38,5/11	ТДТН-40000/110У1	40	50	25,7	-1	64,3	125	н/д
5.	ПС 110 кВ Елизово	Т-1	115/38,5/11	ТДТН- 25000/110/35/10	25	28,875	14,9	-1	59,6	115,5	н/д
6.		Т-2	115/38,5/11	ТДТН- 25000/110/35/10	25	28,875	9,1	-1	36,4	115,5	н/д
7.		Т-3	115/38,5/11	ТДТН- 25000/110/35/10	25	28,875	0,2	-1	0,8	115,5	н/д
8.	ПС 110 кВ Милюково	Т-1	115/38,5/11	ТДТН- 16000/110/35/10	16	18,48	откл.	-1	откл.	115,5	н/д
9.		Т-2	115/38,5/11	ТДТН- 16000/110/35/10	16	18,48	откл.	-1	откл.	115,5	н/д
10.	ПС 110 кВ Апача	Т-1	115/6,6	ТДН-10000/110 У-1	10	12,5	откл.	-1	откл.	125	н/д
11.		Т-2	110/11	ТМН-2500/110	2,5	3,125	откл.	-1	откл.	125	н/д

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12.		T-3	10/6,3	ТМ-1600/10/6	1,6	1,68	откл.	-1	откл.	105	н/д
13.	ПС 110 кВ Кавалерская	T-1	115/38,5/11	ТДТН-40 000/110-У1	40	50	откл.	-1	откл.	125	н/д
14.		T-2	115/38,5/11	ТДТН-16 000/110/35-У1	16	20	0,4	-1	2,5	125	н/д
15.	ПС 110 кВ Сосновка	T-1	115/6,6	ТМН-6300/110/6	6,3	7,2765	0,1	-1	1,6	115,5	н/д
16.		T-2	110/38,5/6,6	ТДТН-10000/110/35/6	10	11,55	1,2	-1	12,0	115,5	н/д
17.		T-3	115/38,5/11	ТДТН-10000/110/35/10	10	11,55	2,4	-1	24,0	115,5	н/д
18.	ПС 110 кВ Советская	T-1	115/38,5/6,6	ТДТН-10000/110/6	10	11,55	0,2	-1	2,0	115,5	н/д
19.		T-2	115/38,5/6,6	ТДТН-10000/110/6	10	11,55	1,3	-1	13,0	115,5	н/д
20.	ПС 110 кВ Приморская	T-1	115/38,5/6,6	ТДТН-16000/110/6	16	18,48	1,3	-1	8,1	115,5	н/д
21.		T-2	115/38,5/6,6	ТДТН-16000/110/6	16	18,48	1,4	-1	8,8	115,5	н/д
22.	ПС 110 кВ Краш-ва	T-1	115/38,5/6,6	ТДТН-25000/110/6	25	31,25	2,9	-1	11,6	125	н/д
23.		T-2	115/38,5/6,6	ТДТН-25000/110/6	25	31,25	4,6	-1	18,4	125	н/д
24.	ПС 110 кВ Завойко	T-1	115/6.6	ТМНС-10000/110-ХЛ1	10	12,5	1,9	-1	19,0	125	н/д
25.		T-2	115/6.6	ТДН-10000/110 У1	10	12,5	1,9	-1	19,0	125	н/д
26.	ПС 110 кВ Стройка	T-1	115/6,6	ТМН-6300/110/6	6,3	7,2765	откл.	-1	откл.	115,5	н/д
27.		T-2	115/6,6	ТМН-6300/110/6	6,3	7,2765	3,6	-1	57,1	115,5	н/д
28.	ПС 110 кВ КСИ	T-1	115/10,5	ТРДН-25000/110/10	25	28,875	12,1	-1	48,4	115,5	н/д
29.		T-2	115/10,5	ТРДН-25000/110/10	25	28,875	17,4	-1	69,6	115,5	н/д
30.		T-3	115/10,5	ТРДН-40000/110-УХЛ	40	50	9,2	-1	23,0	125	н/д
31.	ПС 110 кВ Новая	T-1	115/11	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	20	3,2	-1	20,0	125	н/д
32.		T-2	115/11	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	20	5,5	-1	34,4	125	н/д
33.	ПС 110 кВ Дачная	T-1	115/11	ТДН-16000/110/10	16	20	8,3	-1	51,9	125	н/д
34.		T-2	115/11	ТДН-16000/110/10	16	18,48	12,1	-1	75,6	115,5	н/д
35.		T-3	115/10,5	ТРДН-25000/110/10	25	31,25	11,3	-1	45,2	125	н/д
36.	ПС 110 кВ	T-1	115/6,3	ТРДН-40000/110	40	50	11,5	-1	28,8	125	н/д

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
37.	Зеркальная	Т-2	115/6,6	ТРНДЦН 40000/25000/110/6	40	46,2	10,8	-1	43,2	115,5	н/д
38.	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	110/6,6	ТДН-10000/110/6	10	11,55	4,3	-1	43,0	115,5	н/д
39.		Т-2	115/6,6	ТДН-16000/110/6	16	18,48	2,5	-1	15,6	115,5	н/д
40.	ПС 110 кВ Океан	Т-1	115/38,5/6,6	ТДТН-10000/110/6	10	11,55	4,9	-1	49,0	115,5	н/д
41.		Т-2	115/6,6	ТДН-10000/110/6	10	11,55	3,0	-1	30,0	115,5	н/д
42.	ПС 110 кВ Малки	Т-1	115/11	ТМ-2500/110/10	2,5	2,8875	0,2	-1	8,0	115,5	н/д
43.	ПС 110 кВ Северная	Т-1	115/38,5/11	ТДТН-16000/110/10	16	20	4,0	-1	25,0	125	н/д
44.		Т-2	115/11	ТДН-25000/110 УХЛ1	25	31,25	1,5	-1	6,0	125	н/д

Загрузка (авто-)трансформаторов ПС 110–220 кВ в энергосистеме
в час летнего максимума нагрузки 2022 года

Таблица 6.2.2

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование Т/АТ	Напряжение, кВ	Тип	$S_{гр}$, МВА	Длит. доп. нагр	$S_{нагр}$, МВА	ТНВ	$S_{нагр}/S_{гр}$, %	Коэф. доп нагр.	V нагр. пер.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Мутновская ГеоЭС	Т-1	230/10,5	ТРДН-40000/230-У1	40	42,24	23,5	+13	58,8	105,6	н/д
2.		Т-2	230/10,5	ТРДН-40000/230-У1	40	42,24	22,4	+13	56	105,6	н/д
3.	ПС 220 кВ Авача	АТ-1	230/121/38,5	АТДЦТН- 63000/220ВМУ1	63	77,805	46,1	+13	73,2	123,5	н/д
4.		Т-2	115/38,5/11	ТДТН-40000/110У1	40	49,4	0,0(п.г)	+13	0,0	123,5	н/д
5.	ПС 110 кВ Елизово	Т-1	115/38,5/11	ТДТН- 25000/110/35/10	25	26,4	8,1	+13	32,4	105,6	н/д
6.		Т-2	115/38,5/11	ТДТН- 25000/110/35/10	25	26,4	2,5	+13	10	105,6	н/д
7.		Т-3	115/38,5/11	ТДТН- 25000/110/35/10	25	26,4	0,2	+13	0,8	105,6	н/д
8.	ПС 110 кВ Мильково	Т-1	115/38,5/11	ТДТН- 16000/110/35/10	16	16,896	откл.	+13	откл.	105,6	н/д

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9.		T-2	115/38,5/11	ТДТН-16000/110/35/10	16	16,896	откл.	+13	откл.	105,6	н/д
10.	ПС 110 кВ Апача	T-1	115/6,6	ТДН-10000/110 У-1	10	12,35	0,4	+13	4,0	123,5	н/д
11.		T-2	110/11	ТМН-2500/110	2,5	3,0875	откл.	+13	откл.	123,5	н/д
12.		T-3	10/6,3	ТМ-1600/10/6	1,6	1,68	откл.	+13	откл.	105	н/д
13.	ПС 110 кВ Кавалерская	T-1	115/38,5/11	ТДТН-40 000/110-У1	40	49,4	откл.	+13	откл.	123,5	н/д
14.		T-2	115/38,5/11	ТДТН-16 000/110/35-У1	16	19,76	0,3	+13	1,9	123,5	н/д
15.	ПС 110 кВ Сосновка	T-1	115/6,6	ТМН-6300/110/6	6,3	6,6528	0,1	+13	1,6	105,6	н/д
16.		T-2	110/38,5/6,6	ТДТН-10000/110/35/6	10	10,56	0,1	+13	1,0	105,6	н/д
17.		T-3	115/38,5/11	ТДТН-10000/110/35/10	10	10,56	1,6	+13	16	105,6	н/д
18.	ПС 110 кВ Советская	T-1	115/38,5/6,6	ТДТН-10000/110/6	10	10,56	3,4	+13	34,0	105,6	н/д
19.		T-2	115/38,5/6,6	ТДТН-10000/110/6	10	10,56	1,4	+13	14,0	105,6	н/д
20.	ПС 110 кВ Приморская	T-1	115/38,5/6,6	ТДТН-16000/110/6	16	16,896	1,1	+13	6,9	105,6	н/д
21.		T-2	115/38,5/6,6	ТДТН-16000/110/6	16	16,896	1,3	+13	8,1	105,6	н/д
22.	ПС 110 кВ Краш-ва	T-1	115/38,5/6,6	ТДТН-25000/110/6	25	30,875	2,0	+13	8,0	123,5	н/д
23.		T-2	115/38,5/6,6	ТДТН-25000/110/6	25	30,875	2,3	+13	9,2	123,5	н/д
24.	ПС 110 кВ Завойко	T-1	115/6,6	ТМНС-10000/110-ХЛ1	10	12,35	1,2	+13	12,0	123,5	н/д
25.		T-2	115/6,6	ТДН-10000/110 У1	10	12,35	1,1	+13	11,0	123,5	н/д
26.	ПС 110 кВ Стройка	T-1	115/6,6	ТМН-6300/110/6	6,3	6,6528	откл.	+13	откл.	105,6	н/д
27.		T-2	115/6,6	ТМН-6300/110/6	6,3	6,6528	2,7	+13	42,9	105,6	н/д
28.	ПС 110 кВ КСИ	T-1	115/10,5	ТРДН-25000/110/10	25	26,4	13,1	+13	52,4	105,6	н/д
29.		T-2	115/10,5	ТРДН-25000/110/10	25	26,4	8,1	+13	32,4	105,6	н/д
30.		T-3	115/10,5	ТРДН-40000/110-УХЛ1	40	49,4	3,1	+13	7,8	123,5	н/д
31.	ПС 110 кВ Новая	T-1	115/11	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	19,76	2,4	+13	20,6	123,5	н/д
32.		T-2	115/11	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	19,76	3,3	+13	32,4	123,5	н/д
33.	ПС 110 кВ Дачная	T-1	115/11	ТДН-16000/110/10	16	19,76	6,3	+13	39,4	123,5	н/д

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
34.		T-2	115/11	ТДН-16000/110/10	16	16,896	8,5	+13	53,1	105,6	н/д
35.		T-3	115/10,5	ТРДН-25000/110/10	25	30,875	6,1	+13	24,4	123,5	н/д
36.	ПС 110 кВ Зеркальная	T-1	115/6,3	ТРДН-40000/110	40	49,4	9,9	+13	24,8	123,5	н/д
37.		T-2	115/6,6	ТРНДЦН 40000/25000/110/6	40	42,24	6,6	+13	26,4	105,6	н/д
38.	ПС 110 кВ Центральная	T-1	110/6,6	ТДН-10000/110/6	10	10,56	2,8	+13	15,6	105,6	н/д
39.		T-2	115/6,6	ТДН-16000/110/6	16	16,896	2,5	+13	24,8	105,6	н/д
40.	ПС 110 кВ Океан	T-1	115/38,5/6,6	ТДТН-10000/110/6	10	10,56	3,8	+13	38	105,6	н/д
41.		T-2	115/6,6	ТДН-10000/110/6	10	10,56	1,6	+13	16	105,6	н/д
42.	ПС 110 кВ Малки	T-1	115/11	ТМ-2500/110/10	2,5	2,64	0,2	+13	8,0	105,6	н/д
43.	ПС 110 кВ Северная	T-1	115/38,5/11	ТДТН-16000/110/10	16	19,76	2,4	+13	15,0	123,5	н/д
44.		T-2	115/11	ТДН-25000/110 УХЛ1	25	30,875	1,1	+13	4,4	123,5	н/д

Как видно из таблиц 6.2.1 и 6.2.2, загрузка трансформаторов в часы максимального потребления мощности в дни зимнего и летнего контрольных замеров 2022 года ни на одной из ПС 110–220 кВ не превышала длительно допустимых значений. При этом анализ таблиц 6.2.1 и 6.2.2 показывает высокую загрузку трансформаторов в зимний период на крупных центрах питания плотной городской нагрузки. Так, загрузка Т-1, Т-2 и Т-3 на ПС 110 кВ Елизово составляет 59,6 процента, 36,4 процента и 0,8 процента соответственно; Т-1, Т-2 и Т-3 на ПС 110 кВ Дачная – 51,9 процента, 75,6 процента и 45,2 процента соответственно; Т-1, Т-2 и Т-3 на ПС 110 кВ КСИ – 48,4 процента, 69,6 процента и 23,0 процента соответственно. Как в зимний, так и в летний период в часы максимальных нагрузок наблюдается высокая загрузка трансформаторов, участвующих в выдаче мощности Мутновских ГеоЭС: Т-1, Т-2 Мутновской ГеоЭС-1 (до 64,3 процента) и АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Авача (79,0 процентов).

Параметры загрузки (авто-) трансформаторов ПС 110–220 кВ в энергосистеме в час зимнего летнего максимума нагрузки в 2018–2021 годах представлены в приложении 5.

Анализ загрузки ВЛ 110 кВ и выше

В таблицах 6.2.3–6.2.4 представлена загрузка линий электропередачи 110–220 кВ в часы прохождения максимумов нагрузки в дни зимнего и летнего контрольных замеров 2022 года.

Загрузка линий электропередачи 110–220 кВ в час зимнего максимума нагрузки 2022 года

Таблица 6.2.3

№ п/п	Наименование ЛЭП	Марка провода	$I_{\text{доп}}$, А, ограничивающего элемента	I , А, при $-1,1^{\circ}\text{C}$	S , МВА	$I/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4	5	6	7
1.	220 кВ					
1.1	ВЛ 220 кВ Л-201 Авача 1 – Мутновская ГеоЭС	АС-240/56	600(ТТ)	131	49,4 + j6,1	21,8
2.	110 кВ					
2.1.	ВЛ 110 кВ Л-101 Завойко (ТЭЦ-1 – Завойко)	АС-120/19	484(ЛЭП)	43	7,9 + j1,8	8,9
2.2.	ВЛ 110 кВ Л-102 ТЭЦ-2 – Завойко	АС-150/24	558(ЛЭП, ошиновка)	64	11,9 + j2,4	11,5
2.3.	ВЛ 110 кВ Л-103 ТЭЦ-1 – Зеркальная	АС-150/24	558(ЛЭП, ошиновка)	183	34,6 + j4,7	32,8
2.4.	ВЛ 110 кВ Л-104 ТЭЦ-1 – ТЭЦ-2	АС-150/24	558(ЛЭП, ошиновка)	156	28,9 + j6,4	28,0
2.5.	ВЛ 110 кВ Л-106 ТЭЦ-1 – Океан	АС-150/24	558(ЛЭП, ошиновка)	194	37,2 + j6,6	34,8
2.6.	ВЛ 110 кВ Л-107 Океан – Центральная	АС-150/24	558(ЛЭП, ошиновка)	152	28,3 + j3,6	27,2
2.7.	ВЛ 110 кВ Л-108 Центральная – Зеркальная	АС-150/24	558(ЛЭП, ошиновка)	112	21,4 + j1,8	20,1
2.8.	ВЛ 110 кВ Л-109 Зеркальная – Дачная	АС-150/24	558(ЛЭП, ошиновка)	170	32,3 + j1,8	30,5

1	2	3	4	5	6	7
2.9.	ВЛ 110 кВ Л-111 Дачная – КСИ	АС-150/24	558(ЛЭП, ошиновка)	18	$1+j3,3$	3,2
2.10.	ВЛ 110 кВ Л-112 Тундровая (ТЭЦ-2 – отп. Северная)	АС-150/24	558(ЛЭП, ошиновка)	145	$27,5 + j2,3$	26,0
2.11.	ВЛ 110 кВ Л-112 Тундровая (отп. Северная – КСИ)	АС-150/24	558(ЛЭП, ошиновка)	123	$23,3 + j1,8$	22,0
2.12.	ВЛ 110 кВ Л-113 ТЭЦ-2 – КСИ (ТЭЦ-2 – отп. Северная)	АС-150/24	558(ЛЭП, ошиновка)	183	$34,7 + j2,8$	32,8
2.13.	ВЛ 110 кВ Л-113 ТЭЦ-2 – КСИ (отп. Северная – КСИ)	АС-150/24	558(ЛЭП, ошиновка)	175	$33,2 + j2,6$	31,4
2.14.	ВЛ 110 кВ Л-114 ТЭЦ-2 – Елизово (Горизонт)	АС-240/56	558(ошиновка)	119	$22,4 + j3,7$	19,8
2.15.	ВЛ 110 кВ Л-116 ТЭЦ-2 – Стройка	АС-150/24	400(ТТ)	19	$3,6 + j0,9$	4,8
2.16.	ВЛ 110 кВ Л-117 КСИ-Елизово (КСИ – отп. Новая)	АС-150/24	558(ЛЭП, ошиновка)	45	$7,8 - j3,3$	8,1
2.17.	ВЛ 110 кВ Л-117 КСИ – Елизово (отп. Новая – Елизово)	АС-150/24	558(ЛЭП, ошиновка)	30	$4,5 - j3,6$	5,4
2.18.	ВЛ 110 кВ Л-118 Орбита (КСИ – отп. Новая)	АС-150/34	558(ЛЭП, ошиновка)	51	$9,2 - j2,9$	10,5
2.19.	ВЛ 110 кВ Л-118 Орбита (отп. Новая – Елизово)	АС-150/34, АС-120/24	484(ЛЭП)	28	$3,8 - j3,6$	5,8
2.20.	ВЛ 110 кВ Л-119 Елизово – Авача 1	АС-150/34, АС-120/24	484(ЛЭП)	62	$11,7 + j0,7$	12,8
2.21.	ВЛ 110 кВ Л-120 Елизово – Авача 2	АС-150/34, АС-120/24	484(ЛЭП)	63	$11,9 + j0,5$	13,0
2.22.	ВЛ 110 кВ Л-121 Сосновка 1 (Авача – отп. Сосновка)	АС-150/34	558(ЛЭП, ошиновка)	51	$9,7 + j0,3$	10,5

1	2	3	4	5	6	7
2.23.	ВЛ 110 кВ Л-121 Сосновка 1 (отп. Сосновка – Советская)	АС-150/34, АС-120/24	484(ЛЭП)	51	$9,7 + j10,3$	10,5
2.24.	ВЛ 110 кВ Л-122 Сосновка 2 (Авача – отп. Сосновка)	АС-150/34, АС-120/24	484(ЛЭП)	82	$15,4 + j1,7$	16,9
2.25.	ВЛ 110 кВ Л-122 Сосновка 2 (отп. Сосновка – Советская)	АС-150/34	558(ЛЭП, ошиновка)	43	$8,1 + j0,7$	8,9
2.26.	ВЛ 110 кВ Л-123 Приморская 1 (Советская – отп. Приморская)	АС-150/34, АС-120/24	484(ЛЭП)	34	$9,8 + j1$	7,0
2.27.	ВЛ 110 кВ Л-123 Приморская 1 (отп. Приморская – Крашенинникова)	АС-150/34, АС-120/24	484(ЛЭП)	15	$5,0 + j0,9$	3,1
2.28.	ВЛ 110 кВ Л-124 Приморская 2 (Советская – отп. Приморская)	АС-150/34	558(ЛЭП, ошиновка)	52	$6,5 + j0,5$	9,3
2.29.	ВЛ 110 кВ Л-124 Приморская 2 (отп. Приморская – Крашенинникова)	АС-150/34	558(ЛЭП, ошиновка)	27	$2,8 + j0,4$	4,8
2.30.	ВЛ 110 кВ Л-126 Елизово – Развилка	АС-240/56	558(ошиновка)	82	$3,1 - j15,1$	13,7
2.31.	ВЛ 110 кВ Л-127 Развилка – Мильково (Развилка – отп. Малки)	АС-240/56	600(ТТ)	48	$6,8 - j6,2$	8,0
2.32.	ВЛ 110 кВ Л-128 Развилка – Апача	АС-240/56	300(ТТ)	37	$3,8 + j5,9$	12,3

1	2	3	4	5	6	7
2.33.	ВЛ 110 кВ Л-127 Развилка– Мильково (отп. Малки – Мильково)	АС-240/56	756(ЛЭП)	48	6,5 - j5,7	8,0
2.34.	ВЛ 110 кВ Л-129 Апача – Кавалерская	АС-240/56	100(ТТ)	19	3,7 +j0,8	19,0
2.35.	ВЛ 110 кВ Л-130 ГЭС-3 (Апача – Толмачевская ГЭС-3)	АС-150/24	300(ТТ)	46	8,0 + j3,6	15,3

Загрузка линий электропередачи 110–220 кВ в час летнего максимума нагрузки 2022 года

Таблица 6.2.4

№ п/п	Наименование ЛЭП	Марка провода	$I_{\text{доп}}, \text{А}$, ограничивающего элемента	I , А, при 13°C	S , МВА	$I/I_{\text{доп}}$, %
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>220 кВ</u>					
1.1.	ВЛ 220 кВ Л-201 Авача 1 – Мутновская ГеоЭС	АС-240/56	600(ТТ)	121	45,2 + j11,1	20,2
2.	<u>110 кВ</u>					
2.1.	ВЛ 110 кВ Л-101 Завойко (ТЭЦ-1 – Завойко)	АС-120/19	432(ЛЭП)	15	2,8+ j0,4	3,5
2.2.	ВЛ 110 кВ Л-102 ТЭЦ-2 – Завойко	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	28	5,2 + j0,8	5,6
2.3.	ВЛ 110 кВ Л-103 ТЭЦ-1 – Зеркальная	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	113	21,0 + j4,4	22,6
2.4.	ВЛ 110 кВ Л-104 ТЭЦ-1 – ТЭЦ-2	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	63	11,8+ j1,7	12,6
2.5.	ВЛ 110 кВ Л-106 ТЭЦ-1 – Океан	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	123	22,9 + j5,2	24,6
2.6.	ВЛ 110 кВ Л-107 Океан – Центральная	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	93	17,4 + j3,6	18,6
2.7.	ВЛ 110 кВ Л-108 Центральная – Зеркальная	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	65	12,2 + j1,9	13,0
2.8.	ВЛ 110 кВ Л-109 Зеркальная – Дачная	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	86	16,1 + j1,7	17,2
2.9.	ВЛ 110 кВ Л-111 Дачная – КСИ	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	31	5,4 + j2,4	6,2

1	2	3	4	5	6	7
2.10.	ВЛ 110 кВ Л-112 Тундровая (ТЭЦ-2 – отп. Северная)	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	69	13,1 + j1,1	13,8
2.11.	ВЛ 110 кВ Л-112 Тундровая (отп. Северная – КСИ)	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	56	10,6 + j1,3	11,2
2.12.	ВЛ 110 кВ Л-113 ТЭЦ-2 – КСИ (ТЭЦ-2 – отп. Северная)	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	87	16,5+ j1,5	17,4
2.13.	ВЛ 110 кВ Л-113 ТЭЦ-2 – КСИ (отп. Северная – КСИ)	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	87	15,3 + j1,8	17,4
2.14.	ВЛ 110 кВ Л-114 ТЭЦ-2 – Елизово (Горизонт)	АС-240/56	558(ошиновка)	34	6,3 + j1	5,7
2.15.	ВЛ 110 кВ Л-116 ТЭЦ-2 – Стройка	АС-150/24	400(ТТ)	15	2,7 + j0,9	3,8
2.16.	ВЛ 110 кВ Л-117 КСИ – Елизово (КСИ – отп. Новая)	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	15	4,8 + j3,3	3,0
2.17.	ВЛ 110 кВ Л-117 КСИ-Елизово (отп. Новая – Елизово)	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	29	7,7 + j3,4	5,8
2.18.	ВЛ 110 кВ Л-118 Орбита (КСИ – отп. Новая)	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	19	4,4 + j3,1	4,4
2.19.	ВЛ 110 кВ Л-118 Орбита (отп. Новая – Елизово)	АС-120/19 АС-150/24	432(ЛЭП)	30	7,6 + j3	6,9
2.20.	ВЛ 110 кВ Л-119 Елизово – Авача 1	АС-120/24 АС-150/24	432(ЛЭП)	70	13,8 + j1,2	16,2
2.21.	ВЛ 110 кВ Л-120 Елизово – Авача 2	АС-120/24 АС-150/24	432(ЛЭП)	73	14 + j3,3	16,9
2.22.	ВЛ 110 кВ Л-121 Сосновка 1 (Авача – отп. Сосновка)	АС-150/24	432(ЛЭП)	38	10,8+ j1,4	8,8
2.23.	ВЛ 110 кВ Л-121 Сосновка 1 (отп. Сосновка – Советская)	АС-120/19 АС-150/24	432(ЛЭП)	38	7,3 + j0,3	8,8
2.24.	ВЛ 110 кВ Л-122 Сосновка 2 (Авача – отп. Сосновка)	АС-120/19 АС-150/24	432(ЛЭП)	57	7,3 + j0,4	13,2
2.25.	ВЛ 110 кВ Л-122 Сосновка 2	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	33	6,3 + j0,1	7,6

1	2	3	4	5	6	7
	(отп. Сосновка – Советская)					
2.26.	ВЛ 110 кВ Л-123 Приморская 1 (Советская – отп. Приморская)	АС-120/19 АС-150/24	432(ЛЭП)	17	5,3 + j0,7	3,9
2.27.	ВЛ 110 кВ Л-123 Приморская 1 (отп. Приморская - Крашенинникова)	АС-120/19 АС-150/24	432(ЛЭП)	11	2,5 + j0,6	2,5
2.28.	ВЛ 110 кВ Л-124 Приморская 2 (Советская – отп. Приморская)	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	28	3,3 + j0,2	5,6
2.29.	ВЛ 110 кВ Л-124 Приморская 2 (отп. Приморская – Крашенинникова)	АС-150/24	499(ЛЭП, ошиновка)	14	2,3 - j	2,8
2.30.	ВЛ 110 кВ Л-126 Елизово – Развилка	АС-240/56	499(ошиновка)	71	14,6 + j9,7	11,8
2.31.	ВЛ 110 кВ Л-127 Развилка – Мильково (Развилка – отп. Малки)	АС-240/56	600(ТТ)	42	3,7 – j7,0	7,0
2.32.	ВЛ 110 кВ Л-127 Развилка – Мильково (отп. Малки – Мильково)	АС-240/56	677(ЛЭП)	42	3,5 – j6,5	14,0
2.33.	ВЛ 110 кВ Л-128 Развилка – Апача	АС-240/56	300(ТТ)	67	18,4 – j1,4	11,2
2.34.	ВЛ 110 кВ Л-129 Апача – Кавалерская	АС-240/56	100(ТТ)	53	9,6 + j3,2	53,0
2.35.	ВЛ 110 кВ Л-130 ГЭС-3 (Апача – Толмачевская ГЭС-3)	АС-150/24	300(ТТ)	121	25,5 – j1,6	40,3

Анализ таблиц 6.2.3 – 6.2.4 показывает, что нагрузка ЛЭП 110-220 кВ в часы максимальных нагрузок в дни зимнего и летнего контрольных замеров 2022 года не превышала 55 процентов. При этом наиболее высокая нагрузка в зимний период наблюдалась у ВЛ 110 кВ Л-106 ТЭЦ-1 – Океан (34,8 процента), ВЛ 110 кВ Л-103 ТЭЦ-1 – Зеркальная (32,8 процента), ВЛ 110 кВ Л-109 Зеркальная – Дачная (30,5 процентов), ВЛ 110 кВ Л-104 ТЭЦ-1 – ТЭЦ-2 (28,0 процентов), ВЛ 110 кВ Л-107 Океан – Центральная (27,2 процента); в летний период – у ВЛ 110 кВ Л-129 Апача – Кавалерская (53,0 процента) и ВЛ 110 кВ Л-130 Апача – Толмачевская ГЭС (40,3 процента).

7. Основные направления развития электроэнергетики Камчатского края
 7.1. Прогноз потребления электроэнергии по энергосистеме
 Камчатского края до 2027 года

Прогноз потребления электрической энергии по Камчатскому краю на 2023–2027 гг. выполнен в двух вариантах – базовом (умеренном) и оптимистичном. Прогноз основан на показателях «Уточненного прогноза социально-экономического развития Камчатского края на 2023 год и плановый период 2024–2025 гг.», предполагающего два варианта предстоящего развития – консервативный и базовый. На перспективу после 2025 года приняты параметры «Долгосрочного прогноза социально-экономического развития Камчатского края до 2035 года», утвержденного распоряжением Правительства Камчатского края (238-РП от 24.05.2019). Основные показатели двух вариантов социально-экономического развития Камчатского края на 2023 год, плановый период 2024–2025 гг. и до 2027 года приведены в таблице 7.1.1.

Показатели социально-экономического развития Камчатского края
 на 2023 год, плановый период 2024–2025 гг. и до 2027 года
 (в процентах к предыдущему году)

Таблица 7.1.1

№ п/п	ВЭД	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	2	3	4	5	6	7
1.	консервативный вариант					
1.1.	ВРП	97,1	103,0	103,5	102,1	102,1
1.2.	Объем инвестиций в основной капитал	99,3	103,3	105,2	102,0	102,0
1.3.	Промышленное производство	103,0	101,7	102,2	101,1	101,1
1.4.	Добыча полезных ископаемых	98,5	101,7	102,5	101,0	101,0
1.5.	Обрабатывающие производства	104,3	101,9	102,4	101,0	101,0
1.6.	Обеспечение электроэнергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	100,4	100,6	100,7	100,5	100,5
1.7.	Водоснабжение, водоотведение; организация сбора и утилизации отходов	98,2	98,5	98,8	100,2	100,2
1.8.	Строительство	97,0	98,0	99,0	102,0	102,0
1.9.	Сельское хозяйство	100,0	99,0	100,0	100,5	100,5
1.10.	Оборот розничной торговли	101,0	105,0	102,2	102,0	102,0
1.11.	Объем платных услуг	101,7	102,1	103,0	102,0	102,0
2.	базовый вариант					
2.1.	ВРП	102,0	104,0	104,6	103,2	103,3
2.2.	Объем инвестиций в основной капитал	100,3	105,0	107,2	106,1	110,3
2.3.	Промышленное производство	106,6	103,6	104,1	102,2	102,1
2.4.	Добыча полезных ископаемых	105,1	104,8	109,1	100,3	100,5

1	2	3	4	5	6	7
2.5.	Обрабатывающие производства	107,7	103,7	103,6	102,8	102,6
2.6.	Обеспечение электроэнергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	101,8	101,9	102,2	101,5	101,5
2.7.	Водоснабжение, водоотведение; организация сбора и утилизации отходов	101,9	101,5	101,8	101,5	101,0
2.8.	Строительство	100,5	103,0	102,5	104,7	104,2
2.9.	Сельское хозяйство	100,5	102,1	100,1	101,6	101,6
2.10.	Оборот розничной торговли	103,0	105,0	103,0	102,2	102,3
2.11.	Объем платных услуг	103,9	104,0	104,0	103,8	103,9

Консервативный вариант социально-экономического развития региона основан на предпосылке о менее благоприятной санитарно-эпидемиологической ситуации в 2022 году, затяжном восстановлении экономики и структурном замедлении темпов ее роста в среднесрочной перспективе из-за последствий распространения новой коронавирусной инфекции и предусматривает:

- сохранение неблагоприятных демографических тенденций;
- сокращение инвестиционных программ ведущих компаний Камчатского края, отсрочка реализации инвестиционных намерений на территории региона;
- сокращение объемов и перенос сроков планового финансирования инфраструктурных проектов, реализуемых за счет средств федерального бюджета.

Прогнозируемая положительная динамика ВРП в консервативном варианте обусловлена привлечением в экономику региона федеральных средств (выделены средства на завершение строительства краевой больницы, расселение аварийного жилья и развитие и благоустройство городской среды; на поддержку строительства морского перегрузочного СПГ-терминала компании «НОВАТЭК – Камчатка» и регазификационного комплекса СПГ) и частичной реализацией крупных инвестиционных проектов в разных секторах экономики.

Базовый вариант прогноза социально-экономического развития Камчатского края предполагает более благоприятный сценарий развития экономики с учетом ожидаемых внешних условий и принимаемых мер экономической политики, включая реализацию единого плана действий, обеспечивающих восстановление занятости и доходов населения, рост экономики и долгосрочные структурные изменения в экономике, а также реализацию целей, установленных Указами Президента Российской Федерации от 21.07.2020 № 474 «О национальных целях развития РФ на период до 2030 года» и от 26.06.2020 № 427 «О мерах по социально-экономическому развитию Дальнего Востока».

Прогнозируемая в базовом варианте динамика ВРП обеспечивает рост экономики за пять лет на 18 процентов. В 2023 году запланировано увеличение темпа роста ВРП до 103,5 процентов, что обусловлено ожидаемым опережающим ростом федерального финансирования, направленного на

реализацию ключевых инфраструктурных, инвестиционных и национальных проектов. В последующих годах прогнозируемого периода тенденция стабильного роста экономики сохраняется.

Существенный потенциал для достижения прогнозируемых в базовом варианте темпов роста экономики Камчатского края содержит комплекс мер «Национальной программы социально-экономического развития Дальнего Востока на период до 2025 года и на перспективу до 2035», утвержденной распоряжением Правительства РФ от 24.09.2020 г. № 2464-р.

В 2021 году завершена реконструкция автодороги Петропавловск-Камчатский – Мильково, которая является составной частью автодороги Петропавловск-Камчатский – Усть-Камчатск, пересекающей всю южную часть полуострова. До 2024 года завершится строительство (обустройство) пункта пропуска через границу РФ – морской порт Петропавловск-Камчатский и воздушный пункт пропуска Петропавловск-Камчатский (Елизово). В более отдаленной перспективе предполагается развитие морского порта Петропавловск-Камчатский в качестве порта-хаба Северного морского пути – кратчайшего морского пути из Азии в Европу.

В рамках реализации программы ускорения социально-экономического развития края планируется строительство морского СПГ-терминала в бухте Бечевинская (Елизовский район), в 100 км от Петропавловска Камчатского, предназначенного для перевалки СПГ, доставляемого с завода «Ямал СПГ» газовозами арктического ледового класса, на обычные СПГ-танкеры, а также для обеспечения населения и объектов коммунальной инфраструктуры необходимым объемом природного газа.

Также планируется строительство газопринимающей инфраструктуры в бухте Раковая, в том числе плавучей регазификационной установки и судов-челноков для доставки СПГ из бухты Бечевинская в бухту Раковая.

Прогноз социально-экономического развития Камчатского края предусматривает реализацию механизма ТОР «Камчатка» и распространение режима «Свободного порта Владивосток», что будет способствовать расширению различных видов экономической деятельности.

По данным АО «Корпорация развития Дальнего Востока» (АО «КРДВ»), на территории края действует более 100 резидентов ТОР «Камчатка» в сфере туризма, логистики и транспорта, рыболовства и переработки рыбы, а также сельского хозяйства и добычи полезных ископаемых.

Первый статус резидента получила компания ООО «Морской стандарт-Бункер» с проектом строительства на побережье Авачинской бухты берегового терминала по перевалке и хранению нефтепродуктов – важного объекта энергетической инфраструктуры Камчатского края с долгосрочной перспективой.

Статус резидента ТОР «Камчатка» получили 14 рыбопромышленных компаний. Среди них, одним из первых, статус якорного резидента ТОР «Камчатка» получила компания ООО «Камчаттралфлот», занимающаяся прибрежным выловом рыбы. В конце 2019 года компания реализовала

инвестиционный проект по запуску в эксплуатацию в Петропавловске-Камчатском нового высокотехнологичного, безотходного производства по глубокой переработке всех видов морских биоресурсов. На проектную мощность рыбоперерабатывающий завод выйдет в 2023 году.

«Рыболовецкий колхоз им. В.И.Ленина» – крупнейшая рыбопромышленная компания и резидент ТОР «Камчатка», располагающая рыболовным флотом из 24 судов, рыбоперерабатывающими заводами и холодильными мощностями на 3 тыс. тонн, инвестирует строительство рыболовных судов и рыбоперерабатывающих производств, (в конце 2020 года введена высокотехнологичная фабрика береговой обработки рыбы в Петропавловске-Камчатском, строится фабрика в поселке Октябрьский на западном побережье полуострова) планирует до 2025 года построить 12 современных судов и 2 рыбоперерабатывающих комплекса.

Компания ООО «Тымлатский рыбокомбинат» реализует инвестиционный проект по созданию рыбоперерабатывающих объектов.

Компания ООО «Город 415» реализует проект по созданию комплекса по глубокой переработке морских биоресурсов.

Крупным инвестиционным проектом ТОР «Камчатка», созданной в 2015 году для развития приоритетных для края видов экономической деятельности, является инвестиционный проект по реконструкции АО «Международный порт Петропавловск-Камчатский» (Елизово), включающей строительство аэровокзального комплекса с пассажирским терминалом внутренних и международных рейсов, гостиницей, деловым центром и торговыми площадками. Строительство осуществляется (с 2019 года) в рамках соглашения между АО «Корпорация развития Камчатского края» и УК «Аэропорты Регионов», завершение строительства запланировано на конец 2023 года. Реконструкция позволит не только увеличить пропускную способность аэропорта, но и повысить качество обслуживания пассажиров и усилить меры транспортной безопасности, что является необходимым условием для развития туризма.

Резидент ТОР «Камчатка» ООО «Свободный порт Камчатка» (ООО «СПК») реализует проект реконструкции морского порта Петропавловск-Камчатский, предусматривающий строительство рефрижераторного терминала, терминала по обработке навалочных, генеральных грузов (до 600 тыс. тонн в год) и пассажирского терминала для организации водного туризма.

Перспективным направлением развития горнодобывающей промышленности в Камчатском крае является добыча драгоценных металлов (золота и попутного серебра).

Крупными резидентами ТОР «Камчатка», обеспечивающими прирост добычи драгоценных металлов, являются:

– АО «Аметистовое» в рамках реализации второго этапа проекта строительства подземного рудника;

– АО «СиГМА» - выход на проектную мощность (до 600 тыс. тонн руды в год) ГМК на Озерновском золоторудном месторождении;

– ЗАО «Тревожное Зареве» - строительство горнодобывающего предприятия на базе участка Асачинского месторождения (25 жила);

– АО «Камчатское золото» - строительство подземного рудника на месторождении Бараньевское, которое станет основой сырьевой базы для золотоизвлекательной фабрики ГОКа «Агинский».

– АО «КРДВ» обеспечивает резидентов, ведущих инвестиционную деятельность на площадках ТРК «Паратунка» и «Зеленовские озерки» объектами электро-, газо-, водо- и теплоснабжения, автотранспортными сетями и водоотведением.

Площадка ТРК «Паратунка», с точки зрения транспортной доступности, близости к термальным источникам и возможности размещения большого числа объектов на одной территории, является одной из основных для развития туризма.

С помощью механизма ТОР «Камчатка» на площадке ТРК «Зеленовские озерки» реализуется проект строительства круглогодичного тепличного комплекса по выращиванию овощей с запуском в эксплуатацию в 2023 году.

В соответствии с Федеральным законом от 13.07.2015 № 212-ФЗ «О свободном порте Владивосток» с 2016 года режим свободного порта Владивосток (СПВ) распространен на территории Петропавловск-Камчатского городского округа.

Наиболее крупным инвестиционным проектом, реализуемым в рамках СПВ, является проект создания в Петропавловске-Камчатском ООО «Терминал «Сероглазка» современного порта-хаба по комплексному обслуживанию рыбопромысловых судов (строительство рефрижераторного терминала, причальных сооружений и складского комплекса).

Базовый (умеренный) вариант прогноза потребления электрической энергии, основанный на показателях консервативного варианта социально-экономического развития центрального энергоузла Камчатского края, учитывает сдерживающие факторы и ограничения предстоящего развития региона. Прогноз сформирован с учетом итогов социально-экономического развития Камчатского края за 2022 год (таблица 7.1.2).

Таблица 7.1.2

№ п/п		Ед.изм.	Факт	Прогноз					Ср.год. прирост за 2023-2027 гг., %
				2022	2023	2024	2025	2026	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	базовый («умеренный») вариант								
1.1.	Электропотребление	млн кВтч	1593	1606	1692	1802	1851	1852	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.2.	<i>годовой темп прироста</i>	%	0,6	0,8	5,4	6,5	2,7	0,05	3,18
2.	оптимистичный вариант								
2.1.	Электропотребление	млн кВтч	1593	1631	1719	1834	1885	1940	
2.2.	<i>годовой темп прироста</i>	%	0,6	2,4	5,4	6,7	2,8	2,9	4,04

По базовому варианту прогноза потребление электрической энергии по Центральному энергоузлу энергосистемы Камчатского края в 2027 году составит 1852 млн. кВт·ч, что соответствует росту на 16,2 процента по сравнению с отчетным 2022 годом. Суммарный прирост потребления электрической энергии за прогнозный период составит 259 млн. кВт·ч со среднегодовым темпом прироста 3,18 процента.

В соответствии с оптимистичным вариантом прогноза потребление электрической энергий, по Центральному энергоузлу энергосистемы Камчатского края в 2027 году составит 1940 млн. кВт·ч, что соответствует росту потребления электрической энергии на 21,7 процента по сравнению с отчетным 2022 годом. Суммарный прирост потребления электрической энергии за прогнозный период составит 347 млн. кВт·ч со среднегодовым темпом прироста 4,04 процента.

Прогнозируемая динамика показателей потребления электрической энергии в базовом (умеренном) варианте соответствует ожидаемым темпам социально-экономического развития Камчатского края консервативного варианта. Перспективные темпы годового прироста ВРП оцениваются в этом варианте в пределах 1,3-2,1 процента; объема промышленного производства 0,4-1,1 процента; объема платных услуг – 1,5-2,2 процента. Прирост ВРП и объема платных услуг за 5 лет достигнет 10 процентов, объема промышленного производства составит лишь 4,2 процента при увеличении объема потребления электрической энергии на 8,4 процента (по Центральному энергоузлу на 8,6 процента).

Существенная часть прироста потребления электрической энергии в предстоящем периоде будет определяться сдержанным развитием традиционных для Камчатского края видов экономической деятельности, представленных предприятиями рыбохозяйственного комплекса (ООО «Камчаттралфлот», Рыболовецкий колхоз им. В.И.Ленина, ООО «Город 415»), судоремонта, добычи драгоценных металлов и сферы услуг (в т.ч. стратегическими объектами). Росту потребления электроэнергии в базовом (умеренном) варианте будет способствовать частичная реализация критически важных для социально-экономического развития края инвестиционных проектов: завершение строительства Камчатской краевой больницы, решение проблемы дефицита природного газа за счет использования сжиженного газа с терминала ПАО «Новатэк» и ввода в эксплуатацию в 2025 году плавучей станции регазификации в Авачинской бухте.

Дополнительный прирост потребления электроэнергии будет формироваться в связи с планируемой реализацией резидентами ТОР «Камчатка» (ООО «Парк «Три вулкана» и ООО «Тополовый парк») инвестиционных проектов по созданию нового туристического кластера, включающего круглогодичный курорт в районе сопки «Горячей» и различные объекты в районе вулканов Мутновский, Вилючинский и Горелый с выходом в Вилючинскую бухту.

Оптимистичный вариант прогноза потребления электроэнергии соответствует базовому варианту прогноза социально-экономического развития Камчатского края с более активной инвестиционной деятельностью резидентов ТОР «Камчатка», увеличением туристического потока в регион и полной реализацией инвестиционных проектов.

Показатели перспективного спроса на электрическую энергию в оптимистичном варианте рассчитаны с использованием данных базового варианта исходя из потенциала и складывающихся возможностей предстоящего социально-экономического развития Камчатского края с учетом существующих заявок и договорах на технологическое присоединение потребителей и имеющейся информации по крупным энергоемким инвестиционным проектам.

Объем потребления электроэнергии в оптимистичном варианте составит к концу прогнозного периода в Камчатском крае 2408 млн кВтч, что выше показателя 2022 года на 344 млн кВтч (на 16,6 процента), в Центральном энергоузле – 1940 млн кВтч, на 347 млн кВтч выше 2022 года (прирост 21,8 процента). При среднегодовом приросте потребления электроэнергии в этом варианте в пределах 4,0-4,1 процента динамика темпов характеризуется неравномерностью в отдельные годы.

Большая часть прогнозируемого прироста потребления электроэнергии в оптимистичном варианте будет связана с предполагаемым осуществлением в полном объеме инвестиционных проектов резидентов ТОР «Камчатка» и «Свободный порт Владивосток». Проекты предусматривают несколько приоритетов: рыболовство, рыбоводство и переработка рыбы; туризм и рекреация; логистика и транспорт; сельское хозяйство, а также добыча драгоценных металлов.

В ближайшей перспективе существенная часть прироста потребления электроэнергии в Камчатском крае будет определяться развитием и модернизацией горнодобывающих предприятий, связанных с добычей золота – крупнейшие проекты АО «Аметистовое» и АО «Камчатское золото».

Динамика потребления электрической энергии изолированных энергоузлов Камчатского края на перспективу 2023-2027 гг. представлена в таблице 7.1.3.

Распределение потребления электрической энергии по изолированным энергоузлам Камчатского края на перспективу до 2027 года

Таблица 7.1.3

№ п/п		Прогноз потребления электроэнергии, млн кВтч				
		2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	2	3	4	5	6	7
1.	Средне-Камчатский энергоузел	11,06	11,06	11,06	11,06	11,06
2.	Озерновский энергоузел	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02
3.	Алеутский энергоузел	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94
4.	Усть-Камчатский энергоузел	27,39	27,39	27,39	27,39	27,39
5.	Ключевской энергоузел	17,47	17,47	17,47	17,47	17,47
6.	Козыревский энергоузел	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57
7.	Соболевский энергоузел	23,18	21,4	21,4	21,4	21,4
8.	Паланский энергоузел	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67
9.	Тигильский энергоузел	17,07	16,86	16,86	16,86	16,86
10.	Оссорский энергоузел	21,8	18,4	18,4	18,4	18,4
11.	Олюторский энергоузел	35,57	33,5	33,5	33,5	33,5
12.	Пенжинский энергоузел	10,62	10,62	10,62	10,62	10,62

Значительный прирост потребности в электроэнергии Усть-Камчатского энергоузла обусловлен развитием существующих и строительством новых объектов рыбоперерабатывающего производства. Так, в рассматриваемом перспективном периоде завершены мероприятия по вводу и расширению производства на следующих предприятиях: ООО «Устькамчатрыба», ООО «Восток-рыба», ООО «Дельта Фиш ЛТД», ООО «Соболь» и др. Кроме того, в Усть-Камчатском энергоузле ожидается увеличение потребления мощности аэропорта, а также ввод ряда объектов жилого и общественного назначения, объектов сферы услуг.

7.2. Перечень основных перспективных потребителей

Перечень относительно крупных перспективных потребителей по Камчатскому краю приведен в таблице 7.2.1.

Перечень перспективных потребителей по Камчатскому краю с заявленной мощностью 1 МВт и выше

Таблица 7.2.1

№ п/п	Наименование проекта	Местоположение	Максимальная заявленная мощность (без учета ранее присоединенной), МВт
1	2	3	4
1.	ОТП-00826 от 27.05.2015 (МКУ «Управление кап. строительства и ремонта»)	г. П-К, ул. Ак. Курчатова, д. 1	1,0713
2.	00000000350170050002/17-00659/329/17/С от 16.10.2017 (АО «КРДВ»)	Площадка «Зеленовские озерки» Елизовского муниципального района	13,9476
3.	ОТП-18-00156 от 05.09.2018 (АО «КРДВ»)	площадка «Зеленовские озерки» Елизовского муниципального района	4,9026
4.	ОТП-20-00130 от 23.04.2020 (ООО Терминал «Сероглазка»)	г. П-К, ул. Вулканная	1,5
5.	ОТП-00637/40/16/С от 11.07.2016 (АО «КРДВ»)	Камчатский край, Елизовский район, п. Паратунка	7,1
6.	ОТП-17-00899 от 25.06.2018, 2 этап (КГКУ ЕДС «Камчатская краевая больница»)	п. Пионерский, ул. Окружная	3,697
7.	ОТП-21-00118 от 27.04.2021, 2 этап (ООО «Голубая Лагуна»)	с. Паратунка, ул. Невельского, д. 6	1,3
8.	ОТП-20-00080 от 06.03.2020 (ООО Терминал «Сероглазка»)	г. П-К, ул. Мишенная	5,2
9.	ОТП-21-00207 от 19.05.2021 (ООО «Шале»)	с. Паратунка	1,2
10.	ОТП-21-00536 от 01.12.2022 (УФСБ России по Камчатскому краю)	г. Петропавловск-Камчатский, ул. Академика Королева	3,94954
11.	ОТП-21-00603 от 28.09.2021 (ООО «Олимп-Камчатка»)	г. Петропавловск-Камчатский, ул. Топоркова, д. 1	4,7
12.	ОТП-00700 от 17.06.2014, 2 и 3 этапы (ОАО «Оборонэнерго»)	Подстанция 110/6 кВ «Стеллера» (планируемая к строительству)	31,984
13.	ОТП-20-00518 от 23.09.2021 (АО «КРДВ»)	Камчатский край, Елизовский р-н, к/н: 41:05:0101103:1068, 41:05:0101012:1510, 41:05:0101012:1509, 41:05:0101012:1511, 41:05:0101012:1374, 41:05:0101100:790, 41:00:0000000:3:ЗУ19,	30,010

1	2	3	4
		41:05:0101012:918, 41:05:0101012:1524, 41:05:0101012:1520, 41:05:0101012:1959	
14.	ОТП-22-00950 от 10.01.2023 (ООО «Стройсистема-Маркет»)	Камчатский край, Елизовский р-н, Термальный п	3,5

7.3. Прогноз максимального потребления мощности

Динамика изменения максимального потребления мощности энергоузлов Камчатского края для базового варианта электропотребления на период 2023-2027 гг. представлена в таблице 7.3.1. Прогноз максимального потребления мощности энергоузлов на перспективный период сформирован в соответствии с требованиями Методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286.

Прогноз максимального потребления мощности энергоузлов Камчатского края
(базовый вариант), МВт

Таблица 7.3.1

№ п/п	Наименование	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Суммарная максимальная электрическая нагрузка энергоузлов Камчатского края, в том числе	314,94	325,94	354,00	355,06	355,19	355,28
1.1	Максимальная электрическая нагрузка Центрального энергоузла	268	273	299	300	300	300
1.2	Суммарная максимальная электрическая нагрузка по изолированным энергоузлам, в том числе	46,94	46,94	54	54,06	54,19	54,28
1.2.1.	Средне-Камчатский энергоузел	3,48	3,49	3,49	3,49	3,5	3,51
1.2.2.	Озерновский энергоузел	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50
1.2.3.	Алеутский энергоузел	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
1.2.4.	Усть-Камчатский энергоузел	8,59	8,59	13,97	13,97	13,97	13,97
1.2.5.	Ключевской энергоузел	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
1.2.6.	Козыревский энергоузел	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
1.2.7.	Соболевский энергоузел	2,76	2,76	4,27	4,27	4,28	4,29
1.2.8.	Паланский энергоузел	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29
1.2.9.	Тигильский энергоузел	4,44	4,44	4,45	4,45	4,45	4,45
1.2.10.	Оссорский энергоузел	2,31	2,31	2,33	2,34	2,34	2,35
1.2.11.	Олюторский энергоузел	6,2	6,2	6,27	6,32	6,43	6,49
1.2.12.	Пенжинский энергоузел	2,75	2,75	2,81	2,81	2,81	2,81

№ п/п	Наименование	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
2.	Удельный вес Центрального энергоузла от электрической нагрузки Камчатского края, %	85,1	83,7	84,4	84,5	84,5	84,4

Доля максимальной электрической нагрузки Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в базовом варианте электропотребления может уменьшиться с 85 процентов до 83,7 процентов от суммарной нагрузки Камчатского края.

В таблице 7.3.2 представлены основные показатели перспективных режимов электропотребления по Центральному энергоузлу энергосистемы Камчатского края для двух вариантов электропотребления.

Таблица 7.3.2

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Факт	Прогноз					Среднегод. темп прироста за 2022-2027 гг., %
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Базовый вариант (умеренный)								
1.1.	Электропотребление	млн. кВтч	1593	1606	1692	1802	1851	1852	
1.1.1.	<i>годовой темп прироста</i>	%	0,6	0,8	5,4	6,5	2,7	0,05	2,8
1.2.	Максимальная электрическая нагрузка	МВт	268	273	299	300	300	300	
1.2.1.	<i>годовой темп прироста</i>	%	0,4	1,9	9,5	0,3	0	0	2,1
1.3.	Число часов использования максимальной электрической нагрузки	час/год	5944	5883	5659	6007	6170	6173	
2.	Оптимистичный вариант*								
2.1.	Электропотребление	млн. кВтч	1593	1631	1719	1834	1885	1940	
2.1.1.	<i>годовой темп прироста</i>	%	0,6	2,4	5,4	6,7	2,8	2,9	3,5
2.2.	Максимальная электрическая нагрузка	МВт	268	286	293	300	309	325	
2.2.1.	<i>годовой темп прироста</i>	%	0,4	6,7	2,4	2,4	3,0	5,2	3,4
2.3.	Число часов использования максимальной электрической нагрузки	час/год	5944	5703	5867	6113	6100	5969	

По базовому варианту прогноза максимальное потребление мощности по Центральному энергоузлу энергосистемы Камчатского края к 2027 году составит 300 МВт, что соответствует росту максимума нагрузки на 11,9 процента по сравнению с отчетным 2022 годом. Суммарный прирост нагрузки за прогнозный период составит около 32 МВт со среднегодовым темпом прироста 2,1 процента.

В соответствие с оптимистичным вариантом прогноза максимальное потребление мощности по Центральному энергоузлу энергосистемы

Камчатского края к 2027 году оценивается на уровне 325 МВт, что соответствует росту максимума нагрузки на 21,3 процента по сравнению с отчетным 2022 годом. Суммарный прирост нагрузки за прогнозный период составит около 57 МВт со среднегодовым темпом прироста 3,4 процента.

7.4. Балансы мощности и потребления электроэнергии в энергоузлах Камчатского края

Балансы электрической энергии и мощности сформированы в соответствии с прогнозируемым потреблением мощности, электрической энергии и заданным развитием генерирующих мощностей.

Балансы электрической энергии и мощности сформированы для двух вариантов: базового (умеренного) и оптимистичного.

Собственный максимум потребления Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края возрастет с 268 МВт в отчетном 2022 году до 300 МВт в 2027 году для базового (умеренного) варианта и до 325,0 МВт в 2027 году для оптимистичного варианта.

В соответствии с требованиями раздела VI Методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286, для определения резерва мощности технологически изолированных территориальных энергосистем требуется проведение комплекса расчетов балансовой надежности. В настоящей работе при проведении анализа прогнозных балансов мощности требуемый резерв мощности учтен в размере величины установленной мощности одной самой крупных по мощности единицы генерирующего оборудования.

Баланс электрической мощности Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в период 2023-2027 гг. для базового (умеренного) варианта развития приведен в таблице 7.4.1.

Таблица 7.4.1

№ п/п		Ед. изм	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ПОТРЕБНОСТЬ						
1.1.	Максимум потребления	МВт	273	299	300	300	300
1.2.	Резерв мощности	МВт	80	80	80	80	80
1.3.	% резерва к максимуму	%	29,3	26,8	26,7	26,7	26,7
1.4.	Итого потребность	МВт	353	379	380	380	380
2.	ПОКРЫТИЕ						
2.1.	Установленная мощность на конец года, всего	МВт	483,15	485,15	485,15	485,15	485,15
2.2.	ГЭС (Толмачевские ГЭС)	МВт	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
2.3.	ТЭС	МВт	367,15	367,15	367,15	367,15	367,15
2.3.1.	из них: Камчатская ТЭЦ-1	МВт	204	204	204	204	204
2.3.2.	Камчатская ТЭЦ-2	МВт	160	160	160	160	160

1	2	3	4	5	6	7	8
2.3.3.	ДЭС	МВт	11,75	13,75	13,75	13,75	13,75
2.3.4.	ДЭС-5	МВт	4	6	6	6	6
2.3.5.	ДЭС-6	МВт	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
2.3.6.	ДЭС (КТЭЦ-2)	МВт	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
2.4.	ГеоЭС (Мутновская и Верхнемутновская)	МВт	62	62	62	62	62
2.5.	Ограничения, всего	МВт	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
2.5.1.	в том числе: ГЭС	МВт	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
2.5.2.	ГеоЭС	МВт	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
2.6.	Располагаемая мощность, всего	МВт	467,45	469,45	469,45	469,45	469,45
2.6.1.	ГЭС (Толмачевские ГЭС)	МВт	41,2	41,2	41,2	41,2	41,2
2.6.2.	ТЭС	МВт	367,15	367,15	367,15	367,15	367,15
2.6.2.1.	из них: Камчатская ТЭЦ-1	МВт	204	204	204	204	204
2.6.2.2.	Камчатская ТЭЦ-2	МВт	160	160	160	160	160
2.6.3.	ДЭС, из них	МВт	11,75	13,75	13,75	13,75	13,75
2.6.3.1.	ДЭС (КТЭЦ-2)	МВт	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
2.6.4.	ГеоЭС (Мутновская и Верхнемутновская)	МВт	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5
3.	Дефицит (-), Избыток (+)	МВт	114,45	90,45	89,45	89,45	89,45

Электростанции Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в период до 2027 года обеспечивают потребность Центрального энергоузла в максимальной мощности.

В балансе электрической энергии Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края потребность в электрической энергии определена внутренним электропотреблением.

Объем производства электрической энергии по каскаду Толмачевских ГЭС в рассматриваемый перспективный период принят по среднему из фактически достигнутых годовых значений.

Покрытие потребности в электрической энергии в Центральном энергоузле в базовом (умеренном) варианте обеспечивается при числе часов использования установленной мощности ТЭС 3055–3526 часов/год. Число часов использования установленной мощности геотермальных электростанций в период 2023–2027 гг. оценивается 6242–7403 часов/год.

Баланс электрической энергии Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края на период 2023–2027 гг. для базового (умеренного) варианта развития представлен в таблице 7.4.2.

Таблица 7.4.2

№ п/п		Ед. изм	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ПОТРЕБНОСТЬ						
1.1.	Потребление электрической энергии	млн кВтч	1606	1692	1802	1856	1859
2.	ПОКРЫТИЕ						
2.1.	Производство электроэнергии	млн кВтч	1606	1692	1802	1856	1859
2.1.1.	ГЭС	кВтч	71	71	71	71	71
2.1.2.	ТЭС	млн кВтч	1148	1205	1292	1326	1329
2.1.3.	ГеоЭС (Мутновская и Верхнемутновская)	млн кВтч	387	416	442	459	459
3.	Число часов использования установленной мощности		3324	3488	3720	3826	3832
3.1.	ТЭС	час/год	3055	3190	3420	3510	3518
3.2.	ГеоЭС	час/год	6242	6710	7129	7403	7403

Баланс электрической мощности Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в период 2023–2027 гг. для оптимистичного варианта приведен в таблице 7.4.3.

Таблица 7.4.3

№ п/п		Ед. изм	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ПОТРЕБНОСТЬ						
1.1.	Максимум потребления	МВт	286	293	300	309	325
1.2.	Резерв мощности	МВт	80	80	80	80	80
1.3.	% резерва к максимуму	%	28,9	27,9	27	25,8	24,6
1.4.	Итого потребность	МВт	366	373	380	389	405
2.	ПОКРЫТИЕ						
2.1.	Установленная мощность на конец года, всего	МВт	483,15	485,15	485,15	485,15	491,15
2.2.	ГЭС (Толмачевские ГЭС)	МВт	45,4	45,4	45,4	45,4	51,4
2.3.	ТЭС	МВт	367,15	367,15	367,15	367,15	367,15
2.3.1.	из них: Камчатская ТЭЦ-1	МВт	204	204	204	204	204
2.3.2.	Камчатская ТЭЦ-2	МВт	160	160	160	160	160
2.3.3.	ДЭС	МВт	11,8	13,8	13,8	13,8	13,8
2.3.4.	ДЭС-5	МВт	4,0	6,0	6,0	6,0	6,0
2.3.5.	ДЭС-6	МВт	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
2.3.6.	ДЭС (КТЭЦ-2)	МВт	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
2.4.	ГеоЭС (Мутновская и Верхнемутновская)	МВт	62	62	62	62	62
2.5.	Ограничения, всего	МВт	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
2.5.1.	в том числе: ГЭС	МВт	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2

1	2	3	4	5	6	7	8
2.5.2.	ГеоЭС	МВт	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
2.6.	Располагаемая мощность, всего	МВт	467,5	469,5	469,5	469,5	475,5
2.6.1.	ГЭС (Толмачевские ГЭС)	МВт	41,2	41,2	41,2	41,2	47,2
2.6.2.	ТЭС	МВт	367,15	367,15	367,15	367,15	367,15
2.6.2.1.	из них: Камчатская ТЭЦ-1	МВт	204	204	204	204	204
2.6.2.2.	Камчатская ТЭЦ-2	МВт	160	160	160	160	160
2.6.3.	ДЭС, из них	МВт	11,75	13,75	13,75	13,75	13,75
2.6.3.1.	ДЭС (КТЭЦ-2)	МВт	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
2.6.4.	ГеоЭС (Мутновская и Верхнемутновская)	МВт	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5
3.	Дефицит (-), Избыток (+)	МВт	101,5	96,5	89,5	80,5	70,5

В оптимистичном варианте учтено предложенное ПАО «Камчатскэнерго» строительство Толмачевской ГЭС-4.

В оптимистичном варианте электростанции Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в период до 2027 года обеспечивают потребность Центрального энергоузла в мощности.

Баланс электрической энергии Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в период 2023–2027 гг. для оптимистичного варианта приведен в таблице 7.4.4.

Таблица 7.4.4

№ п/п		Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	ПОТРЕБНОСТЬ						
1.1.	Потребление электрической энергии	млн кВтч	1631	1719	1834	1885	1940
2.	ПОКРЫТИЕ						
2.1.	Производство электроэнергии	млн кВтч	1631	1719	1834	1885	1940
2.1.1.	ГЭС	млн кВтч	71	71	71	71	119,5
2.1.2.	ТЭС	млн кВтч	1173	1232	1321	1355	1361,5
2.1.3.	ГеоЭС (Мутновская и Верхнемутновская)	млн кВтч	387	416	442	459	459
3.	Дефицит (-), Избыток (+)	млн кВтч	3376	3543	3780	3885	3950
4.	Число часов использования установленной мощности		3121	3261	3497	3587	3604
4.1.	ТЭС	час/год	6242	6710	7129	7403	7403
4.2.	ГеоЭС	час/год	1631	1719	1834	1885	1940

Перспективные балансы мощности и электроэнергии сформированы в соответствии с прогнозируемым потреблением электроэнергии и мощности и составом генерирующих источников в изолированных энергоузлах Камчатского края на период 2023–2027 гг.

Балансы мощности и электрической энергии изолированных энергоузлов Камчатского края на перспективный период 2023–2027 гг. представлены ниже в таблицах 7.4.5–7.4.16.

Анализ перспективных балансов мощности изолированных энергоузлов Камчатского края показал, что по всем энергоузлам баланс мощности складывается с избытком установленной мощности на всем рассматриваемом перспективном периоде. Прогнозируемая величина избытка мощности в рассматриваемый период 2023–2027 гг. варьируется в диапазоне от 45,93 процента (Озерновский энергоузел) до 76,51 процента (Алеутский энергоузел).

Балансы электроэнергии всех изолированных энергоузлов складываются удовлетворительно. Числа часов использования установленной мощности электрических станций в изолированных энергоузлах находятся в допустимых пределах.

Таблица 7.4.5

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген. источника	Энергокомпания	Наименование показателя	Единица измерения	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1.	БАЛАНС МОЩНОСТИ Средне-Камчатский энергоузел (Мильковский и Быстринский МР)			Рмакс	МВт	3,48	3,49	3,49	3,49	3,5	3,51		
				Руст	МВт	7,34	7,37	7,37	7,37	7,37	7,37		
				Дефицит/ избыток	МВт	3,85	3,87	3,87	3,86	3,85	3,84		
					%	52,45	52,51	52,51	52,37	52,24	52,10		
1.1.	с. Долиновка	ДЭС-19	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	0,268	0,268	0,268	0,268	0,268	0,268		
				Руст	МВт	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715		
				Дефицит/ избыток	МВт	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447		
					%	62,52	62,52	62,52	62,52	62,52	62,52		
1.2.	п. Таежный	ДЭС-6	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,046	0,055	0,055	0,06	0,07	0,08		
				Руст	МВт	0,240	0,272	0,272	0,272	0,272	0,272		
				Дефицит/ избыток	МВт	0,194	0,217	0,217	0,212	0,202	0,192		
					%	80,83	79,78	79,78	77,94	74,26	70,59		
1.3.	п. Атласово и с. Эссо			Рмакс	МВт	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17		
				ДЭС-14 (п. Атласово)	АО «ЮЭСК»	Руст	МВт	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68
				Быстринская МГЭС (с. Эссо)	АО «ЮЭСК»	Руст	МВт	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71
				ДЭС-2 (с. Эссо)	АО «ЮЭСК»	Руст	МВт	-	-	-	-	-	-
				Дефицит/ избыток	МВт	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21		
					%	83,55	83,55	83,55	83,55	83,55	83,55		
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Средне-Камчатский энергоузел (Мильковский и Быстринский МР)			Выработка	млн. кВтч	10,627	11,06	11,057	11,057	11,057	11,057		
2.1.	с. Долиновка	ДЭС-19	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	0,989	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945		
				ЧЧИ	час	1381	300	300	300	300	300		
2.2.	п. Таежный	ДЭС-6	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	0,255	0,276	0,273	0,273	0,273	0,273		
				ЧЧИ	час	1510	1530	1530	1530	1530	1530		
2.3.	п. Атласово и с. Эссо	ДЭС-14 (п. Атласово)	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	4,127	4,241	4,241	4,241	4,241	4,241		
				ЧЧИ	час	882	906	906	906	906	906		
		Быстринская МГЭС (с. Эссо)	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	5,256	5,598	5,598	5,598	5,598	5,598		
				ЧЧИ	час	3074	3274	3274	3274	3274	3274		
		ДЭС-2 (с. Эссо)	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
				ЧЧИ	час	0	0	0	0	0	0		

Таблица 7.4.6

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген. источника	Энергокомпания	Наименование показателя	Единица измерения	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1.	БАЛАНС МОЩНОСТИ Озерновский энергоузел (Усть-Большерецкий МР)			Рмакс	МВт	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	
				Руст	МВт	17,57	17,57	17,57	17,57	17,57	17,57	
				Дефицит/ избыток	МВт	8,07	8,07	8,07	8,07	8,07	8,07	
					%	45,93	45,93	45,93	45,93	45,93	45,93	
1.1.	п. Озерновский и п. Паужетка			Рмакс	МВт	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	
		Озерновская ДЭС (п. Озерновский)	ПАО «Камчатскэнерго»	Руст	МВт	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	5,57	
		Паужетская ГеоЭС (п. Паужетка)	ПАО «Камчатскэнерго»	Руст	МВт	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	
				Дефицит/ избыток	МВт	8,07	8,07	8,07	8,07	8,07	8,07	
					%	45,93	45,93	45,93	45,93	45,93	45,93	
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Озерновский энергоузел (Усть-Большерецкий МР)			Выработка	млн. кВтч	44,226	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	
2.1.	п. Озерновский и п. Паужетка	Озерновская ДЭС (п. Озерновский)	ПАО «Камчатскэнерго»	Выработка	млн. кВтч	3,177	4,37	4,37	4,37	4,37	4,37	
				ЧЧИ	час	859	1325	1325	1325	1325	1325	
		Паужетская ГеоЭС (п. Паужетка)	ПАО «Камчатскэнерго»	Выработка	млн. кВтч	41,049	41,65	41,65	41,65	41,65	41,65	41,65
				ЧЧИ	час	7077	7060	7060	7060	7060	7060	

Таблица 7.4.7

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген. источника	Энергокомпания	Наименование показателя	Единица измерения	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	БАЛАНС МОЩНОСТИ Алеутский энергоузел (Алеутский МО в Камчатском крае)			Рмакс	МВт	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
				Руст	МВт	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
				Дефицит/ избыток	МВт	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
					%	76,51	76,51	76,51	76,51	76,51	76,51
1.1.	с. Никольское			Рмакс	МВт	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
		ДЭС-17	АО «ЮЭСК»	Руст	МВт	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,260
		ВЭС	АО «ЮЭСК»	Руст	МВт	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
				Дефицит/ избыток	МВт	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
					%	76,51	76,51	76,51	76,51	76,51	76,51
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Алеутский энергоузел (Алеутский МО в Камчатском крае)			Выработка	млн. кВтч	3,819	3,949	3,949	3,949	3,949	3,949

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Дефицит/ избыток	МВт	3	3	3	3	3	3
					%	48,39	48,39	48,39	48,39	48,39	48,39
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Ключевской энергоузел (Усть-Камчатский МР)			Выработка	млн. кВтч	16,924	17,470	17,470	17,470	17,470	17,470
2.1.	п. Ключи	ДЭС-22	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	16,924	17,470	17,470	17,470	17,470	17,470
				ЧЧИ	час	2730	2818	2818	2818	2818	2818

Таблица 7.4.10

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген. источника	Энергокомпания	Наименование показателя	Единица измерения	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1.	БАЛАНС МОЩНОСТИ Козыревский энергоузел (Усть-Камчатский МР)			Рмакс	МВт	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	
				Руст	МВт	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	
				Дефицит/ избыток	МВт	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	
				%	66,36	66,36	66,36	66,36	66,36	66,36		
1.1.	п. Козыревск и с. Майское	ДЭС-16 (п. Козыревск)	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	
				Руст	МВт	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	
		РДГ Майское (с. Майское)	АО «ЮЭСК»	Руст	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				Дефицит/ избыток	МВт	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	
				%	66,36	66,36	66,36	66,36	66,36	66,36		
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Козыревский энергоузел (Усть-Камчатский МР)			Выработка	млн. кВтч	3,489	3,573	3,573	3,573	3,573	3,573	
2.1.	п. Козыревск и с. Майское	ДЭС-16 (п. Козыревск)	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	3,489	3,573	3,573	3,573	3,573	3,573	
				ЧЧИ	час	1565	1602	1602	1602	1602	1602	
		РДГ Майское (с. Майское)	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				ЧЧИ	час	0	0	0	0	0	0	

Таблица 7.4.11

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген. источника	Энергокомпания	Наименование показателя	Единица измерения	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	БАЛАНС МОЩНОСТИ Соболевский энергоузел (Соболевский МР)			Рмакс	МВт	2,76	2,76	4,27	4,27	4,28	4,29
				Руст	МВт	8,25	8,25	9,15	9,94	9,7	9,7
				Дефицит/ избыток	МВт	5,49	5,49	4,88	5,67	5,42	5,41

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген. источника	Энергокомпания	Наименование показателя	Единица измерения	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Паланский энергоузел (ГО «поселок Палана» и Тигильский МР)			Руст	МВт	7	7	7	7	7	7
				Дефицит/ избыток	МВт	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71
					%	67,29	67,29	67,29	67,29	67,29	67,29
1.1.	п. Палана	ДЭС-10	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
				Руст	МВт	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
				Дефицит/ избыток	МВт	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98
					%	66,33	66,33	66,33	66,33	66,33	66,33
1.2.	с. Лесная	ДЭС-30	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
				Руст	МВт	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
				Дефицит/ избыток	МВт	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
					%	73	73	73	73	73	73
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Паланский энергоузел (ГО «поселок Палана» и Тигильский МР)			Выработка	млн. кВтч	11,82	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67
2.1.	п. Палана	ДЭС-10	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	10,61	11,32	11,32	11,32	11,32	11,32
				ЧЧИ	час	1769	1886	1886	1886	1886	1886
2.2.	с. Лесная	ДЭС-30	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	1,208	1,353	1,353	1,353	1,353	1,353
				ЧЧИ	час	1208	1353	1353	1353	1353	1353

Таблица 7.4.13

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген. источника	Энергокомпания	Наименование показателя	Единица измерения	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	БАЛАНС МОЩНОСТИ Тигильский энергоузел (Тигильский МР)			Рмакс	МВт	4,448	4,448	4,45	4,45	4,455	4,455
				Руст	МВт	10,77	11,34	11,91	12,11	12,31	12,21
				Дефицит/ избыток	МВт	6,322	6,892	7,46	7,66	7,855	7,755
					%	58,70	60,78	62,64	63,25	63,81	63,51
1.2.	с. Тигиль и с. Седанка	ДЭС-11 (с. Тигиль)	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
			АО «ЮЭСК»	Руст	МВт	4,80	4,80	4,80	4,80	5,00	4,90
		РДГ Седанка (с. Седанка)	АО «ЮЭСК»	Руст	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				Дефицит/ избыток	МВт	3,38	3,38	3,38	3,38	3,58	3,48
					%	70,42	70,42	70,42	70,42	71,60	71,02
1.3.	с. Усть-Хайрюзово	ДЭС-5	АО «Коржэнерго»	Рмакс	МВт	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84	2,84
				Руст	МВт	5,43	6,00	6,57	6,57	6,57	6,57

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				Дефицит/ избыток	МВт	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
					%	73,17	73,17	73,17	73,17	73,17	73,17
1.3.	с. Тымлат	ДЭС-23	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,49	0,49	0,51	0,52	0,52	0,53
				Руст	МВт	1,325	1,325	1,565	1,565	1,565	1,565
				Дефицит/ избыток	МВт	0,837	0,837	1,055	1,045	1,045	1,035
					%	63,17	63,17	67,41	66,77	66,77	66,13
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Оссорский энергоузел (Карагинский МР)			Выработка	млн. кВтч	16,21	21,8	18,4	18,4	18,4	18,4
2.1.	п. Оссора	ДЭС-12	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	9,07	9,75	9,75	9,75	9,75	9,75
				ЧЧИ	час	1973	2119	2119	2119	2119	2119
2.2.	с. Ильпырский	ДЭС-25	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	2,38	2,69	2,34	2,34	2,34	2,34
				ЧЧИ	час	1486	1510	1500	1500	1500	1500
2.3.	с. Тымлат	ДЭС-23	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	4,76	9,36	6,31	6,31	6,31	6,31
				ЧЧИ	час	1350	2600	2000	2000	2000	2000

Таблица 7.4.15

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген. источника	Энергокомпания	Наименование показателя	Единица измерения	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1.	БАЛАНС МОЩНОСТИ Олюторский энергоузел (Олюторский МР)			Рмакс	МВт	6,203	6,203	6,27	6,324	6,434	6,494		
				Руст	МВт	20,666	20,809	21,655	21,655	21,895	21,895		
				Дефицит/ избыток	МВт	14,463	14,606	15,385	15,331	15,461	15,401		
					%	69,98	70,19	71,05	70,80	70,61	70,34		
1.1.	с. Тиличики и с. Корф		АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30		
				Руст	МВт	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20		
				Модульная мДЭС-8 (с. Тиличики, мкр. Верхние Тиличики)	АО «Корякэнерго»	Руст	МВт	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
				РДГ Корф (с. Корф)	АО «ЮЭСК»	Руст	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				Дефицит/ избыток	МВт	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9		
		%	70,53	70,53	70,53	70,53	70,53	70,53	70,53				
1.2.	с. Хаилино	ДЭС-26	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,471	0,471	0,471	0,49	0,49	0,5		
				Руст	МВт	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08		
				Дефицит/ избыток	МВт	1,609	1,609	1,609	1,590	1,590	1,580		
				%	77,36	77,36	77,36	76,44	76,44	75,96			
1.3.	с. Пахачи	ДЭС-14	АО	Рмакс	МВт	0,58	0,58	0,59	0,59	0,59			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
			«Корякэнерго»	Руст	МВт	2,37	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42
				Дефицит/ избыток	МВт	1,79	1,84	1,83	1,83	1,83	1,83
					%	75,52	76,03	75,61	75,61	75,61	75,61
1.4.	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,551	0,551	0,57	0,57	0,64	0,65
				Руст	МВт	1,30	1,30	1,30	1,30	1,54	1,54
				Дефицит/ избыток	МВт	0,749	0,749	0,730	0,730	0,900	0,890
%	57,62	57,62	56,15		56,15	58,44	57,79				
1.5.	с. Вывенка	ДЭС-28	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,560	0,560	0,580	0,580	0,590	0,620
				Руст	МВт	1,440	1,440	2,180	2,180	2,180	2,180
				Дефицит/ избыток	МВт	0,88	0,88	1,60	1,60	1,59	1,56
%	61,11	61,11	73,39		73,39	72,94	71,56				
1.6.	с. Усть-Вывенка	мДЭС	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094
				Руст	МВт	0,300	0,300	0,305	0,305	0,305	0,305
				Дефицит/ избыток	МВт	0,206	0,206	0,211	0,211	0,211	0,211
%	68,67	68,67	69,18		69,18	69,18	69,18				
1.7.	с. Ачайваям	ДЭС-27	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,27	0,27	0,27	0,29	0,31	0,31
				Руст	МВт	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
				Дефицит/ избыток	МВт	0,35	0,35	0,35	0,33	0,31	0,31
%	56,45	56,45	56,45		53,23	50,00	50,00				
1.8.	с. Апука	ДЭС-7	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,281	0,281	0,29	0,3	0,3	0,3
				Руст	МВт	1,020	1,078	1,138	1,138	1,138	1,138
				Дефицит/ избыток	МВт	0,739	0,797	0,848	0,838	0,838	0,838
		%			72,45	73,93	74,52	73,64	73,64	73,64	
		ДЭС Заречное		Рмакс	МВт	0,096	0,096	0,105	0,11	0,12	0,13
				Руст	МВт	0,336	0,371	0,412	0,412	0,412	0,412
Дефицит/ избыток	МВт		0,24	0,275	0,307	0,302	0,292	0,282			
	%	71,43	74,12	74,51	73,30	70,87	68,45				
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Олюторский энергоузел (Олюторский МР)			Выработка	млн кВтч	33,61	35,57	33,5	33,5	33,5	33,5
2.1.	с. Тиличики и с. Корф	ДЭС-8 (с. Тиличики) и модульная мДЭС-8 (с. Тиличики, мкр. Верхние Тиличики)	АО «ЮЭСК»/АО «Корякэнерго»	Выработка	млн кВтч	16,6	16,98	16,98	16,98	16,98	16,98
				ЧЧИ	час	2453	2515	2515	2515	2515	2515
		РДГ Корф (с. Корф)		АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				ЧЧИ	час	0	0	0	0	0	0
2.2.	с. Хаилино	ДЭС-26	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	1,89	1,94	1,85	1,85	1,85	1,85
				ЧЧИ	час	1400	1450	1400	1400	1400	1400

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2.3.	с. Пахачи	ДЭС-14	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	2,61	2,57	2,59	2,59	2,59	2,59
				ЧЧИ	час	1425	1410	1400	1400	1400	1400
2.4.	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	1,80	1,94	1,88	1,88	1,88	1,88
				ЧЧИ	час	1350	1360	1340	1340	1340	1340
2.5.	с. Вывенка	ДЭС-28	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	4,65	5,76	4,72	4,72	4,72	4,72
				ЧЧИ	час	1482	1570	1450	1450	1450	1450
2.6.	с. Ачайваям	ДЭС-27	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	1,19	1,31	1,22	1,22	1,22	1,22
				ЧЧИ	час	1390	1430	1410	1410	1410	1410
2.7.	с. Апука	ДЭС-7	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	4,87	5,07	4,26	4,26	4,26	4,26
				ЧЧИ	час	1440	1580	1300	1300	1300	1300

Таблица 7.4.16

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген. источника	Энергокомпания	Наименование показателя	Единица измерения	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	БАЛАНС МОЩНОСТИ Пенжинский энергоузел (Пенжинский МР)			Рмакс	МВт	2,752	2,752	2,817	2,817	2,817	2,817
				Руст	МВт	7,608	7,608	8,108	8,179	8,032	7,736
				Дефицит/ избыток	МВт	4,856	4,856	5,291	5,362	5,215	4,919
					%	63,83	63,83	65,26	65,56	64,93	63,59
1.1.	с. Таловка	ДЭС-26	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234
				Руст	МВт	0,561	0,561	0,561	0,72	0,72	0,72
				Дефицит/ избыток	МВт	0,327	0,327	0,327	0,486	0,486	0,486
					%	58,29	58,29	58,29	67,50	67,50	67,50
1.2.	с. Манилы, с. Каменское	ДЭС-4 (с. Манилы) ДЭС-9 (с. Каменское)	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83
				Руст	МВт	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
				Дефицит/ избыток	МВт	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,45
					%	66,84	66,84	66,84	66,84	66,84	78,23
1.3.	с. Парень	ДЭС-28	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
				Руст	МВт	0,136	0,136	0,136	0,048	0,048	0,048
				Дефицит/ избыток	МВт	0,107	0,107	0,107	0,019	0,019	0,019
					%	78,68	78,68	78,68	39,58	39,58	39,58
1.4.	с. Слаутное	ДЭС-1	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	0,412	0,412	0,477	0,477	0,477	0,477
				Руст	МВт	0,487	0,487	0,987	0,987	0,840	0,840
				Дефицит/ избыток	МВт	0,075	0,075	0,51	0,51	0,363	0,363

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
				избыток	%	15,40	15,40	51,67	51,67	43,21	43,21
1.5.	с. Аянка	ДЭС-15	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207
				Руст	МВт	0,774	0,774	0,774	0,774	0,774	0,72
				Дефицит/ избыток	МВт	0,567	0,567	0,567	0,567	0,567	0,513
					%	73,26	73,26	73,26	73,26	73,26	71,25
1.6.	с. Оклан	ДЭС-27	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
				Руст	МВт	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,128
				Дефицит/ избыток	МВт	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,088
					%	69,23	69,23	69,23	69,23	69,23	68,75
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Пенжинский энергоузел (Пенжинский МР)			Выработка	млн. кВтч	10,106	10,628	10,628	10,628	10,628	10,628
2.1.	с. Таловка	ДЭС-26	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	1,02	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
				ЧЧИ	час	1811	1779	1779	1779	1779	1779
2.2.	с. Манилы, с. Каменское	ДЭС-4 (с. Манилы), ДЭС-9 (с. Каменское)	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	6,65	7,02	7,02	7,02	7,02	7,02
				ЧЧИ	час	1785	1683	1683	1683	1683	1683
2.3.	с. Парень	ДЭС-28	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
				ЧЧИ	час	862	991	991	991	991	991
2.4.	с. Слаутное	ДЭС-1	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	1,032	1,098	1,098	1,098	1,098	1,098
				ЧЧИ	час	2120	2254	2254	2254	2254	2254
2.5.	с. Аянка	ДЭС-15	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	1,134	1,187	1,187	1,187	1,187	1,187
				ЧЧИ	час	1465	1533	1533	1533	1533	1533
2.6.	с. Оклан	ДЭС-27	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	0,150	0,193	0,193	0,193	0,193	0,193
				ЧЧИ	час	1154	1488	1488	1488	1488	1488

7.5. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края на 5-ти летний период

Прогноз развития генерирующих мощностей Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в период до 2027 года для базового (умеренного) и оптимистичного вариантов развития сформирован на основе материалов:

- Схемы и программы развития электроэнергетики Камчатского края на 2022–2026 годы, утверждена Распоряжением Губернатора Камчатского края от 29.04.2022 № 286-Р;

- с учетом информации о развитии генерирующих мощностей, представленной генерирующими компаниями.

Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования в период до 2027 года в Центральном энергоузле энергосистемы Камчатского края не предусматривается.

По данным ПАО «Камчатскэнерго» в период 2023–2027 годов запланировано строительство следующего генерирующего оборудования:

- в 2024 году запланировано техническое перевооружение ДЭС-5 с установкой двух дизель-генераторов общей мощностью 2,0 МВт для повышения надежности электроснабжения потребителей Центрального энергоузла при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Развилка – Мильково. В настоящее время мероприятие находится в стадии реализации ПАО «Камчатскэнерго» заключен договор на поставку и установку двух дизель генераторов (приложение 9);

- в 2027 году запланировано строительство Толмачевской ГЭС-4 максимальной мощностью 6 МВт для увеличения доли выработки электроэнергии от возобновляемых источников и снижения потребления дорогостоящих углеродных ресурсов (газ, мазут) на Камчатской ТЭЦ-1 и Камчатской ТЭЦ-2.

В настоящий момент заявки на технологическое присоединение, а также технические условия на технологическое присоединение к электрической сети указанных объектов по производству электрической энергии отсутствуют.

В соответствии с требованиями Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, при присоединении объектов по производству электрической энергии к электрическим сетям требуется разработка внестадийной работы по определению схемы выдачи мощности электростанции, в соответствии с требованиями Правил разработки и согласования схемы выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств

потребителей электрической энергии, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28.12.2020 № 1195.

Перечень новых и расширяемых электростанций Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края представлен в таблице 7.5.1.

Таблица 7.5.1

№ п/п	Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Тип ввода	Мощность, МВт	Год ввода	Обоснование необходимости ввода
1	2	3	4	5	6	7
1.	ДЭС-5 (2 х дизель-генератора)	ПАО «Камчатскэнерго»	новое строительство	2	2024	Повышение надежности электроснабжения потребителей
2.	Толмачевская ГЭС-4	ПАО «Камчатскэнерго»	новое строительство	6	2027*	Увеличение доли выработки электроэнергии от возобновляемых источников и снижения потребления дорогостоящих углеродных ресурсов (газ, мазут) на Камчатской ТЭЦ-1 и Камчатской ТЭЦ-2
3.	Итого по Центральному энергоузлу энергосистемы Камчатского края			8		

Примечание: * Перспективный проект в рамках периода СиПР находится в стадии проработки. Решение о целесообразности его реализации будет принято по результатам проведения технико-экономического обоснования с выполнением соответствующих расчетов.

Перечень существующих, планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций на период до 2027 года Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края для базового (умеренного) и оптимистичного вариантов представлен в таблицах 7.5.2 и 7.5.3.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	й район, р. Толмачева		1	PO17 0/662 - BM9 5	12,4	1	PO17 0/662- BM95	12,4	1	PO1 70/6 62- BM 95	12,4	1	PO1 70/6 62- BM 95	12,4	1	PO17 0/662 - BM9 5	12,4	1	PO17 0/662 - BM9 5	12,4
	Итого по станции		2		24,8	2		24,8	2		24,8	2		24,8	2		24,8	2		24,8
10.	Толмачевская ГЭС-3 Усть- Большерецкий муниципальны й район, р. Толмачева	гидро ресур сы	1	PO18 0/874 а-В- 102	9,2	1	PO18 0/874а -В- 102	9,2	1	PO1 80/8 74а- В- 102	9,2	1	PO1 80/8 74а- В- 102	9,2	1	PO18 0/874 а-В- 102	9,2	1	PO18 0/874 а-В- 102	9,2
			1	PO18 0/874 а-В- 102	9,2	1	PO18 0/874а -В- 102	9,2	1	PO1 80/8 74а- В- 102	9,2	1	PO1 80/8 74а- В- 102	9,2	1	PO18 0/874 а-В- 102	9,2	1	PO18 0/874 а-В- 102	9,2
	Итого по станции		2		18,4	2		18,4	2		18,4	2		18,4	2		18,4	2		18,4
11.	Толмачевская ГЭС-4 Усть- Большерецкий муниципальный район, р. Толмачева*																	1	-	6
	Итого по станции																		1	-
12.	Итого Центральный энергоузел энергосистемы Камчатского края				483,15			483,15			485,15			485,15		485,15				491,15

* Состав и тип оборудования будет определен проектом

8. Возможность применения возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на территории Камчатского края

8.1. Современное состояние использования ВИЭ в электроэнергетике Камчатского края

В настоящее время на территории Камчатского края эксплуатируются различные типы электростанций, использующие возобновляемые источники энергии: МГЭС на р. Быстрая и каскад ГЭС на реке Толмачева и ветровые электростанции (ВЭС) в п. Октябрьский, с. Никольское и п. Усть-Камчатск.

Так же в Камчатском крае эксплуатируются три геотермальные электростанции (ГеоЭС) на геотермальных ресурсах Паужетского и Мутновского месторождений.

Мощность этих электростанций на возобновляемых источниках энергии незначительная, их основные технико-экономические характеристики приведены в таблице ниже.

Технико-экономические характеристики действующих электростанций на возобновляемых источниках энергии

Таблица 8.1.1

№ п/п	Наименование	Установленная мощность, МВт	Среднеголетняя выработка электрической энергии, млн. кВтч	Месторасположение	Год начала эксплуатации	Кол-во агрегатов
1	2	3	4	5	6	7
1.	Быстринская МГЭС	1,71	5-5,7	р. Быстрая	1996-1998 гг.	3
2.	Каскад малых ГЭС на р. Толмачева	45,4	65-70	Усть-Большерецкий район ЦЭУ	ГЭС-1 – 1999 г. ГЭС-2 – 2010 г. ГЭС-3 – 2000-2002 гг.	2 2 2
3.	ВЭС с. Никольское	0,550	0,3-0,32	с. Никольское	2013 г.	2
4.	ВЭС п. Усть-Камчатск	1,175	1-1,4	п. Усть-Камчатск	2014 г. 2015 г.	1 3
5.	ВЭС п. Октябрьский	0,9 2,4	нет данных	п. Октябрьский	2008 г. 2014 г.	3 4
6.	Паужетская ГеоЭС	12	43	п. Паужетка	1986 г. 2006 г.	2
7.	Верхне-Мутновская ГеоЭС	12	50-70	Елизовский район	1999-2000 гг.	3
8.	Мутновская ГеоЭС-1	50	240-300	Елизовский район	2002 г.	2

Краткая характеристика МГЭС на р. Быстрая

Станция построена и эксплуатируется с 1996 года. Установленная мощность станции составляет 1,71 МВт. Станция не имеет плотины, забор воды в деривационный канал производится из реки. В летний период, когда воды в реке достаточно, МГЭС может работать на полную мощность, но в районе, в котором она находится, необходимый объем электроэнергии значительно ниже, чем может вырабатывать гидростанция. В зимний период воды в реке недостаточно, и МГЭС не работает до момента окончания шугохода и прочистки канала. В этот период (ноябрь-декабрь) МГЭС не работает. До начала весеннего паводка в мае, станция работает параллельно с ДЭС-14.

Краткая характеристика каскада ГЭС на р. Толмачева

Каскад состоит из трех малых ГЭС общей мощностью 45,4 МВт: ГЭС-1 - 2,2 МВт, ГЭС-2 – 24,8 МВт, ГЭС-3 – 18,4 МВт.

Каскад Толмачевских ГЭС покрывает пиковую часть суточного графика электрической нагрузки Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в дневное и вечернее время. Это позволяет снижать количество сжигаемого топлива на Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 и улучшать экономические показатели электроэнергетики. Проектом предусмотрена выработка электрической энергии в размере 160 млн. кВтч в год, однако в соответствии с водным режимом реки ГЭС вырабатывает около 40 процентов от этого показателя. Потеря выработки компенсируется высокой ценой пиковой электроэнергии и значимой пиковой мощностью для Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края.

Общим для действующих ГЭС является приостановка работы в период шугообразования до установления ледостава. Полное очищение рек ото льда происходит, как правило, в середине мая. Самые низкие величины стока приходятся на зимнее время, соответственно, и наименьшее участие ГЭС в покрытии суточного графика электрической нагрузки приходится на период прохождения максимального потребления мощности Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края.

ГЭС-1 имеет достаточный объем водохранилища для ведения суточного регулирования. На ГЭС-2 и ГЭС-3 нет бассейнов суточного регулирования, в связи с этим каскад Толмачевских ГЭС не может работать в режиме регулирования частоты. Эту проблему могла бы решить ГЭС с большим водохранилищем.

В настоящее время выработка электроэнергии каскадом ГЭС составляет порядка 4,5 процентов от общего электропотребления Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края. Собственные нужды станции составляют около 3 процентов от ее выработки.

Краткая характеристика ВЭС

В 2013 году завершено строительство и введено в эксплуатацию в с. Никольское оборудование: две ветроэнергетические установки (далее ВЭУ) марки Vergnet мощностью по 275 кВт каждая. В 2021 году суммарная выработка ВЭУ марки Vergnet составила – 0,413 МВт.

ВЭУ марки Micon ст.№ 7, 8 установленные в с. Никольское и эксплуатируемые АО «ЮЭСК» на правах аренды у ПАО «Камчатскэнерго», в 2021 году не эксплуатировались. С июля 2021 года данное оборудование исключено из договора аренды с ПАО «Камчатскэнерго» и выведено из эксплуатации.

В 2014 году введены в эксплуатацию следующие ВЭУ:

- 1) в с. Усть-Камчатск - ВЭУ-275 кВт, французской фирмы Vergnet (по программе ПАО «Передвижная ветроэнергетика»);
- 2) в п. Октябрьский - вторая очередь ветропарка мощностью 2,4 МВт (4x0,6 МВт).

В 2014–2015 годах в с. Усть-Камчатск установлены три ВЭУ Komai KWT 300, суммарная мощность ВЭС 900 кВт.

По опыту эксплуатации ВЭС в изолированных энергоузлах с. Никольское и с. Усть-Камчатск можно сделать следующие важные выводы:

- максимальная выработка электроэнергии ВЭС, ВЭУ для замещения ДЭС может составлять до 15 процентов от выработки электроэнергии при работе в узле только ДЭС;

- из-за высоких фактических удельных капитальных затрат на установку ВЭС (маленькая установленная мощность) в с. Никольское и с. Усть-Камчатск, себестоимость электроэнергии от ВЭС значительно выше топливной составляющей от ДЭС.

Для продолжения реализации программы по установке ВЭС необходима комплексная оценка эффективности уже введенных в строй объектов и детальный расчет эффективности данного направления развития Камчатской энергетики.

В целях повышения эффективности эксплуатации ветро-дизельных комплексов целесообразно рассмотреть мероприятия по созданию автоматизированного гибридного энергокомплекса в составе ДЭС, ВЭС и системы накопления энергии с единой системой автоматизированного управления.

Краткая характеристика Паужетской и Мутновских ГеоЭС

Состав и состояние парка турбинного оборудования Паужетской и Мутновских ГеоЭС приведены в таблице 8.1.2.

Оборудование Паужетской и Мутновских ГеоЭС

Таблица 8.1.2

№ п/п	Наименование	Тип (марка) турбины	Год ввода	Установленная мощность, МВт	Год достижения паркового ресурса
1	2	3	4	5	6
1.	Верхне-Мутновская ГеоЭС	Туман 4К	1999	4	2029
		Туман 4К	1999	4	2029
		Туман 4К	2000	4	2030
2.	Мутновская ГеоЭС-1	К-25-0.6 Гео	2002	25	2032
		К-25-0.6 Гео	2002	25	2032
3.	Паужетская ГеоЭС	Ст. №1 ГТЗА-631	2006	6	2046
		Ст. №2 МК-6	1980	6	2024

Состояние парка турбинного оборудования Мутновских ГеоЭС удовлетворительное.

Оборудование Верхне-Мутновской ГеоЭС достигнет паркового ресурса в 2029 году, а Мутновской ГеоЭС-1 – в 2032 году.

Паужетская геотермальная станция спроектирована и введена в эксплуатацию в 1966 году, как опытный пилотный проект геотермальной энергетики с соответствующим периоду постройки основным и вспомогательным оборудованием.

Нормативный срок службы оборудования Паужетской ГеоЭС регламентирован техническими условиями на поставку оборудования и составляет 40 лет. На сегодняшний день оборудования станции отработало более 40 лет.

Техническое состояние части турбинного парка оборудования Паужетской ГеоЭС приближается к состоянию невосстанавливаемого износа. Это оборудование системы регулирования и проточная часть турбины МК-6-1, арматура пристанционного парового коллектора и другое.

В 2020 году экспертными мероприятиями продлен парковый ресурс основных частей турбоагрегата МК-6-0.2 (корпус и проточная часть) на 35 тыс. час.

На Паужетской ГеоЭС за 60-летний период эксплуатации были произведены две реконструкции генерирующего оборудования путем его замены. В обоих случаях были введены адаптированные для работы в условиях сниженных параметров пара бывшие в употреблении турбоагрегаты.

Продление паркового ресурса с выполнением комплекса реставрационно-восстановительных работ на основном оборудовании, реконструкция системы подготовки, распределения и регулирования параметров пара, а также автоматики технологического регулирования и реконструкция коммутационного и сетевого оборудования составляют значительную часть ремонтно-инвестиционных программ общества, что значительно «утяжеляет» тариф на электроэнергию.

Эксплуатация Паужетского геотермального месторождения без развития скважинного фонда со стороны АО «Тепло Земли» сократила реальную добычу пара на уровне 5,6 МВт, вместо возможных 12 МВт.

Диапазон участия геотермальных электростанций в покрытии суточного графика электрической нагрузки ЦЭУ изменяется незначительно в соответствии с сезонами календарного года.

8.2. Возобновляемые энергетические ресурсы Камчатского края

В Камчатском крае имеется значительный потенциал возобновляемых энергетических ресурсов: гидроэнергетический потенциал рек, морских приливов, тепла земли, ветра, которые можно использовать в получении электрической и тепловой энергии, учитывая сохранение рыбных запасов и многочисленных существующих природных парков по Камчатскому краю.

Гидроресурс рек с минимальным ущербом для рыбных запасов составляет порядка 1200 МВт, энергоресурс морских приливов – более 100 000 МВт (по оценке проектно-изыскательского института АО «Ленгидропроект»), геотермального тепла согласно прогнозам – порядка 800 МВт, а по разведанным запасам – 330 МВт.

В ПАО «РусГидро» разработана Концепция использования ВИЭ и сетевой инфраструктуры для модернизации системы тепло- и электроснабжения Магаданской области, Камчатского края и Сахалинской области. В рамках этой концепции рассматривается возможность замещения конденсационной выработки Камчатских ТЭЦ 1 и 2 возобновляемыми источниками энергии (Ветроэнергетика, Солнечная энергия) общей установленной мощностью 50 МВт и более в зависимости от технологической целесообразности и экономической эффективности реализуемых проектов.

Гидроэнергетика

Потенциальные энергоресурсы рек Камчатского края неоднократно оценивались проектно-изыскательским институтом АО «Ленгидропроект» в 50,6 млрд кВтч в год. Необходимость обеспечения пропусков промысловых рыб на нерест и сохранения речных долин, используемых для сельского хозяйства, ограничивает возможности использования гидроресурсов в энергетике Камчатского края. Реальный для использования экономический потенциал речных гидроресурсов составляет около 5 млрд кВтч в год.

Из крупных ГЭС в 1960-1980-х годах рассматривалась возможность строительства следующих ГЭС: каскада на р. Жупанова в Елизовском районе (130 км от Петропавловска-Камчатского), каскад на р. Кроноцкая, ГЭС на р. Авача.

В 2013 году АО «Ленгидропроект» разработало Декларацию о намерениях строительства каскада ГЭС на р. Жупанова, полуостров Камчатка, Камчатский край.

В соответствии с материалами Декларации каскад ГЭС на р. Жупанова состоит из трех гидроэлектростанций ГЭС-1 – нижняя ступень каскада, ГЭС-2 и ГЭС-3, расположенных соответственно на расстоянии 63,8, 121,7 и 151,8 км от устья.

Река Жупанова относится к рекам с преимущественно подземным питанием. Подземный сток оценивается в 50-60 процентов от годового.

Весеннее половодье начинается в конце апреля - начале мая, общая продолжительность его 80-110 дней, пик проходит во второй половине июня. В период половодья проходит 50-65 процентов годового стока. Максимальные расходы весеннего половодья являются наибольшими в году. Максимальные расходы летне-осенних паводков могут проходить с июля по октябрь, в отдельные годы могут превышать максимумы весеннего половодья. Самые низкие величины стока - в зимний период.

Основные водно-энергетические характеристики гидроузлов при размещении их в районе намеченных перспективных площадок с учетом подпорных отметок, обеспечивающих сопряжение бьефов между створами, приведены в таблице 8.2.1

Основные водно-энергетические характеристики гидроузлов каскада на р. Жупанова

Таблица 8.2.1

№ п/п	Характеристики	Ед. изм.	ГЭС-1	ГЭС-2	ГЭС-3
1	2	3	4	5	6
1.	Расстояние от устья	км	63,8	121,4	151,3
2.	Урез	м	108	224	320
3.	Среднегодовой расход воды	м ³ /с	168	79	54,5
4.	Среднегодовой объем стока	км ³	5,3	2,49	1,72
5.	НПУ	м	224	320	400
6.	Объем водохранилища полезный	км ³	1,83	0,43	0,57
7.	Вид регулирования		многолетний		
8.	Установленная мощность	МВт	270	90	55
9.	Гарантированная мощность	МВт	127,2	41,6	25,2
10	Среднемноголетняя выработка энергии	млн. кВтч	1289,9	474,0	275,3
11.	Суммарная среднемноголетняя выработка электроэнергии по каскаду	млн. кВтч	2039,2		

В 2016 году филиал АО «НТЦ ФСК ЕЭС» в г. Владивосток актуализировало «Стратегию развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года». В работе представлены несколько вариантов развития генерирующих мощностей, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии, рассмотрена возможность снижения тарифа на электроэнергию до среднероссийского уровня и уменьшения вредного воздействия на экологию.

Следует отметить, что снижение цены на отпускную электрическую энергию каскада ГЭС на р. Жупанова и приближение тарифа в Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края к среднероссийскому до срока окупаемости возможно только при условии отказа от возврата средств, затраченных на сооружение каскада ГЭС. Это возможно осуществить только в случае сооружения каскада при 100 процентном использовании средств федерального бюджета без привлечения кредитных средств и акционерного капитала.

Кроме того, на территории Камчатского края возможно развитие малой гидроэнергетики в изолированных энергоузлах.

В долгосрочной перспективе возможны к рассмотрению следующие проекты: малой ГЭС на р. Кававля, приток р. Быстрая, мощностью 4-6 МВт, на р. Большая Хапица, мощностью 24 МВт. В 2016 году выполнена «Декларация о намерениях по строительству малой ГЭС на р. Кававля, приток р. Быстрая, Быстринского района, Камчатского края» разработанная АО «Московский областной институт «ГИДРОПРОЕКТ», в настоящее время входящий в состав АО «Институт «Гидропроект».

АО «Ленгидропроект» также подтвердил возможность строительства малых ГЭС на реках Белая, Россошина, Кинкиль в долгосрочной перспективе, энергетические показатели которых приведены ниже в таблице 8.2.2.

Основные энергетические показатели малых ГЭС

Таблица 8.2.2

№ п/п	Место расположения	Напор, м	Установленная мощность, МВт	Гарантированная мощность, МВт	Среднегодовая выработка, млн. кВтч
1	2	3	4	5	6
1.	р. Белая в 20,9 км от устья	20	28*	9	140
2.	р. Россошина в 5,9 км от устья	45	12*	4,9	53
3.	р. Кинкиль в 18,8 км от устья	50	16*	4,8	66

*установленная мощность, предложенная АО «Ленгидропроект» при конкретном проектировании будет уточнена, учитывая небольшое максимальное потребление мощности потребителями

В части расширения каскада ГЭС на р. Толмачева рассматривается строительство четвертой станции ГЭС мощностью порядка 10 МВт, в результате чего будет достигнуто увеличение замещаемой выработки Камчатских ТЭЦ на 3,5 процента.

В настоящее время ведется работа по обоснованию инвестиций для строительства ГЭС-4 на Каскаде Толмачевских ГЭС, проведение предТЭО. Стоимость проекта составляет 25 млн. руб., с НДС. Данная работа необходима для оценки эффективности реализации проекта по строительству ГЭС-4.

Обоснованием данного мероприятия является увеличение доли выработки электроэнергии от возобновляемых источников энергии в Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края, снижение зависимости от дорогостоящих углеводородных ресурсов (газ, мазут).

АО «Ленгидропроект» выполнены работы по организации гидрологического поста на реке Толмачева и осуществлении гидрологических наблюдений за уровнем и расходом воды, разработана проектно-сметная документация по объекту «Декларация о намерениях строительства ГЭС-4 каскада Толмачевских ГЭС».

Приливные электрические станции

В заливе Пенжинской губы, где приливы достигают высоты 7-13 м, по работам специалистов АО «Институт Гидропроект» могут быть построены две крупнейшие приливные электростанции (далее - ПЭС) в северном и южном створах (суммарной мощностью около 110 ГВт).

Однако, использование данного ресурса в последнее время рассматривается в отдаленной перспективе, что обусловлено огромной капиталоемкостью строительства, удаленностью от крупных центров нагрузки, суровыми климатическими условиями, характером приливов, малоизученностью влияния ПЭС на окружающую среду и других экономических и технических ограничений.

Установленная мощность 4-х приливных электростанций в заливах возле с. Манилы, на восточном берегу Пенжинской губы, напротив п. Тымлат, п. Оссора и в бухте Мелководная может составить до 1035 МВт.

Энергия приливов требует дополнительного изучения, с разработкой технико-экономического обоснования, международной кооперации как для организации финансирования строительства ПЭС и всей инфраструктуры, производства тысяч единиц гидротурбинного, силового и гидромеханического оборудования, так и для организации энергоемких производств, транспортных коридоров в условиях низких температур, ледовых нагрузок и продолжительной зимы.

На основании Поручения первого заместителя Председателя Правительства Российской Федерации Белоусова А.Р. разработана «Концепция строительства приливных электростанций с использованием вырабатываемой электроэнергии для производства низкоуглеродного водорода». ООО «Н2 Чистая энергетика» провело предварительную оценку строительства Пенжинской ПЭС.

Учитывая высокую стоимость, а также масштабность проекта предварительно рассматривается поэтапная реализация. Общая стоимость проекта оценивается в 300 млрд долларов. В настоящее время планируется доработка Концепции и выполнение пред-ТЭО.

Также рассматривается выполнение комплекса предпроектных и проектных работ по строительству опытно-промышленной ПЭС, мощностью 10

МВт, вблизи п. Манилы, на опыте определить тип турбин и проверить схему строительства и эксплуатации.

Ветроэнергетика

Ветроэнергетический потенциал Камчатского края оценивается величиной 30 – 36 млрд кВтч в год. Наибольшие ветровые нагрузки в Камчатском крае фиксируются в прибрежных районах: г. Петропавловска-Камчатского, п. Октябрьский, мыса Петропавловский Маяк, п. Усть-Камчатск, на Командорских островах и в населенных пунктах, расположенных в северной прибрежной части Камчатки: Апука, Корф, Каменское, Ича.

В составе мероприятий инвестиционной программы АО «ЮЭСК» предполагается монтаж в 2023 году ветроэнергетической установки мощностью 0,3 МВт в п. Усть-Камчатск с планируемой годовой выработкой около 400 тыс. кВтч.

Основным параметром при определении возможности строительства ВЭС с целью повышения эффективности электроснабжения изолированных энергоузлов Камчатского края является среднегодовая скорость ветра. АО «Институт «Энергосетьпроект» при разработке СиПР 2021-2025 провело оценку экономической эффективности строительства ВЭС в населенных пунктах изолированных энергоузлов. В таблице 8.2.3 представлены данные по среднегодовым скоростям ветра по населенным пунктам изолированных энергоузлов Камчатского края.

Таблица 8.2.3

№ п/п	Населенный пункт	Наименование существующего генерирующего источника	Координаты		Среднегодовая скорость ветра на высоте 30 метров, м/с
			широта	долгота	
1	2	3	4	5	6
1.	Средне-Камчатский энергоузел (Быстринский МР, Мильковский МР)				
1.1.	п. Атласово	ДЭС-14	55,604	159,638	4,5
1.2.	п. Таежный	ДЭС-6	55,273	159,374	4,5
1.3.	с. Долиновка	ДЭС-19	55,121	159,068	4,5
1.4.	с. Эссо	Быстринская МГЭС	55,928	158,701	4,5
2.	Озерновский энергоузел (Усть-Большерецкий МР)				
2.1.	п. Озерновский	Озерновская ДЭС	51,494	156,501	6
		ДЭС-38			
2.2.	п. Паужетка	Паужетская ГеоЭС	51,465	156,807	6
3.	Алеутский энергоузел (Алеутский МО в Камчатском крае)				
3.1.	с. Никольское	ДЭС-17	55,198	165,996	7
		ВЭС			
4.	Усть-Камчатский энергоузел (Усть-Камчатский МР)				
4.1	п. Усть-Камчатск	ДЭС-23	56,240	162,536	4,8

1	2	3	4	5	6
		ВЭС-23			
5.	Ключевской энергоузел (Усть-Камчатский МР)				
5.1.	п. Ключи	ДЭС-22	56,322	160,845	4,4
6.	Козыревский энергоузел (Усть-Камчатский МР)				
6.1.	п. Козыревск	ДЭС-16	56,049	159,869	4,4
7.	Соболевский энергоузел (Соболевский МР)				
7.1.	с. Соболево	ГДЭС-7	54,299	155,946	5,6
7.2.	п. Крутогоровский	ГДЭС-21	55,027	155,591	5,5
7.3.	п. Ичинский	ДЭС-22	55,610	155,613	5,5
8.	Паланский энергоузел (ГО «поселок Палана», Тигильский МР)				
8.1.	п. Палана	ДЭС-10	59,083	159,951	5,8
8.2.	с. Лесная	ДЭС-30	59,467	160,557	5,3
9.	Тигильский энергоузел (Тигильский МР)				
9.1.	с. Тигиль	ДЭС-11	57,761	158,681	5
9.2.	с. Усть-Хайрюзово	ДЭС-5	57,090	156,736	5,8
9.3.	с. Хайрюзово	ДЭС-29	56,847	157,022	4,8
9.4.	с. Воямполка	ДЭС-29	58,306	159,393	5
10.	Оссорский энергоузел (Карагинский МР)				
10.1.	п. Оссора	ДЭС-12	59,251	163,075	4,3
10.2.	с. Ильпырский	ДЭС-25	59,962	164,185	4,6
10.3.	с. Тымлат	ДЭС-23	59,490	163,189	4,3
11.	Олюторский энергоузел (Олюторский МР)				
11.1.	с. Тилички	ДЭС-8	60,428	166,056	5,3
		мДЭС-8			
11.2.	с. Хаилино	ДЭС-26	60,959	166,849	5,3
11.3.	с. Пахачи	ДЭС-14	60,555	169,143	6,4
11.4.	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	60,828	169,068	6,4
11.5.	с. Вывенка	ДЭС-28	60,186	165,461	4,5
11.6.	с. Ачайваям	ДЭС-27	61,008	170,508	5
11.7.	с. Апука	ДЭС-7	60,443	169,606	6,4
12.	Пенжинский энергоузел (Пенжинский МР)				
12.1.	с. Таловка	ДЭС-26	62,051	166,700	3,9
12.2.	с. Манилы	ДЭС-4	62,485	165,339	3,9
12.3.	с. Каменское	ДЭС-9	62,467	166,208	3,9
12.4.	с. Слаутное	ДЭС-1	63,170	167,973	3,5
12.5.	с. Аянка	ДЭС-15	63,726	167,584	3,5
12.6.	с. Оклан	ДЭС-27	62,713	166,579	3,9
12.7.	с. Парень	ДЭС-28	62,417	163,091	3,9

По результатам оценки экономической эффективности строительство ВЭС экономически целесообразно в населенных пунктах, находящихся в прибрежной зоне Камчатского края, со значением среднегодовой скорости ветра 4,5 м/с и выше, в которых для выработки электроэнергии используется дизельное топливо.

Геотермальная энергетика

Камчатский край обладает значительными запасами теплоэнергетических подземных вод, что позволяет использовать геотермальную энергию для обеспечения нужд потребителей тепла и электроэнергии.

Территориальным балансом запасов полезных ископаемых федерального значения Камчатского края учтены 16 месторождений теплоэнергетических подземных вод с эксплуатационными запасами термальной воды по категориям А+В+С1 – 74,93 тыс. м³/сут. Забалансовые запасы пароводяной смеси составляют 13,5 тыс. т/сут. В распределенном фонде находится 14 месторождений термальных вод, их эксплуатацией занимаются 8 недропользователей.

К наиболее крупным месторождениям относятся:

1) Паратунское (запасы утверждены в объеме 21,62 тыс. м³/сут. По категории «В» со средневзвешенной температурой воды 77° С, тепловая мощность –75 Гкал/ч);

2) Эссовское (утвержденные запасы составляют 20,7 тыс. м³/сут. С температурой воды 75° С, тепловая мощность 64,7 Гкал/ч);

3) Верхне-Паратунское (с утвержденными запасами 23,3 тыс. м³/сут.).

Возможная мощность геотермальных электростанций на других месторождениях парогидротерм:

около 100 МВт – на Нижне-Кошелевском месторождении, расположенном на юге полуострова Камчатка примерно в 18 км юго-западнее Паужетской ГеоЭС. Техничко-экономическое обоснование строительства Нижне-Кошелевской ГеоЭС выполнено Новосибирским отделением института Теплоэлектропроект (1972 год);

около 20 МВт – на ресурсах Киреунского месторождения на северо-востоке Камчатки. Из-за отсутствия инвестиций, разведочные работы по месторождению приостановлены. Ближайшим возможным потребителем электроэнергии является поселок Ключи, расположенный в 75 км юго-восточнее от месторождения.

Крупнейшими предприятиями по добыче пароводяной смеси и термальных вод являются АО «Тепло Земли» и ПАО «Камчатскэнерго» филиал «Возобновляемая энергетика».

На пароводяной смеси Мутновского и Паужетского месторождений в настоящее время уже работают две геотермальные электростанции суммарной электрической мощностью 62 МВт и 12 МВт соответственно. На геотермальное теплоснабжение в Камчатском крае переведены отдельные населенные пункты (Паратунка, Термальный, Эссо, Анавгай, Малки, Начики), ряд лечебных, оздоровительных и рекреационных учреждений, большое количество частных тепличных хозяйств. Термальная вода Паратунского и Малкинского месторождений используется в производственном цикле по воспроизводству лосося на одноименных лососевых рыболовных заводах ФГБУ «Северо-Восточное бассейновое управление по рыболовству и сохранению водных биологических ресурсов».

Так же рассматривается проект «Строительство бинарной электростанции на площадке МГеоЭС-1».

Этот проект подразумевает расширение электрогенерации на Мутновском месторождении за счет вторичного использования тепла сбросного сепарата, ресурса некондиционных, выведенных из эксплуатации скважин, путем строительства нового энергетического блока МГеоЭС-1, что позволит повысить эффективность использования теплового ресурса, увеличить выработку электроэнергии без дополнительного привлечения потенциала месторождения и ввода в эксплуатацию новых геотермальных скважин. Планируемая мощность БЭС – 13 МВт.

Особенности технологии: не требует привлечения дополнительных энергоресурсов, использует вторичный тепловой ресурс - сепарат с параметрами $t = 150-160$ °С, с основного цикла МГеоЭС-1, который в данный момент закачивается в реинжекционные скважины.

В технологическом цикле Мутновской ГеоЭС используется только геотермальный пар, а порядка 500 - 600 м³/ч отсепарированной воды с температурой 150 °С закачивается в скважины реинжекции.

АО «Институт Гидропроект» в 2022 году выполнено технико-экономическое обоснование параметров бинарного энергоблока на Мутновской ГеоЭС в рамках инвестиционной программы ПАО «Камчатскэнерго».

Так же НП «НВЭЛ» разработано обоснование инвестиций по сооружению второй очереди Мутновской ГеоЭС (ГеоЭС-2) мощностью 50 МВт. Реализация проекта предусматривает строительство двух электростанций мощностью по 25 МВт.

В настоящий момент заявки на технологическое присоединение, а также технические условия на технологическое присоединение к электрической сети указанных объектов по производству электрической энергии отсутствуют.

В соответствии с требованиями Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, при присоединении объектов по производству электрической энергии к электрическим сетям требуется разработка внестадийной работы по определению схемы выдачи мощности электростанции, в соответствии с требованиями Правил разработки и согласования схемы выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28.12.2020 № 1195.

Солнечная энергия

В соответствии с уже заключенными и планируемыми к заключению АО «Южные электрические сети Камчатки» энергосервисными договорами в отдельных населенных пунктах изолированных энергоузлов планируется установка автоматизированных гибридных энергокомплексов с использованием ВИЭ и систем накопления энергии, основные энергетические параметры которых приведены в таблице 8.2.4.

Перечень объектов автоматизированных гибридных энергокомплексов с использованием ВИЭ и систем накопления энергии

Таблица 8.2.4

№ п/п	Наименование населенного пункта по строительству АГЭК	Планируемая установленная мощность ДЭС в АГЭК, кВт	Планируемая установленная мощность ВИЭ в АГЭК, кВт	Прогнозная выработка ВИЭ в АГЭК, тыс.кВтч	Тип ВИЭ	Плановый год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6	7
1.	с. Тиличики	5000 ¹	1600	2102	СЭС и ВЭС	2023 ³
2.	п. Оссора	4200	1800	1957	СЭС	2023 ³
3.	п. Ключи	6960	4500	1848	СЭС	2023 ³
4.	п. Козыревск	2400	1000	561	СЭС	2023 ³
5.	с. Манилы	4800	1125	757	СЭС/ ВЭС ²	2024 ³
6.	п. Палана	4800	1971	1603	СЭС/ ВЭС ²	2024 ³

1 - 2000 кВт- в рамках энергосервиса, 3000 кВт -в рамках инвестиционной программы АО «ЮЭСК»

2 - определяется проектом

3 - возможна корректировка по итогам выполняемых работ

Параметры СЭС на фотоэлектрических модулях для населенных пунктов изолированных энергоузлов Камчатского края, определенные на основе многолетних наблюдений за инсоляцией по территории региона, приведены в таблице 8.2.5.

Таблица 8.2.5

№ п/п	Населенный пункт	Мощность СЭС, кВт	Выработка СЭС, млн. кВтч	Площадь СЭС (м ²)	КИУМ
1	2	3	4	5	6
1.	Средне-Камчатский энергоузел (Быстринский МР, Мильковский МР)				
1.1.	п. Атласово	403	0,407	2 298	11,50%
1.2.	п. Таежный	91	0,092	517	11,50%
1.3.	с. Долиновка	1 327	1,342	7 573	11,50%
1.4.	с. Эссо	3 139	3,172	17 908	11,50%
2.	Озерновский энергоузел (Усть-Большереецкий МР)				
2.1.	п. Озерновский	1 565	1,405	8 929	10,20%

1	2	3	4	5	6
2.2.	п. Паужетка	24 887	22,343	142 004	10,20%
3.	Алеутский энергоузел (Алеутский МО в Камчатском крае)				
3.1.	с. Никольское	1 918	1,768	10 945	10,50%
4.	Усть-Камчатский энергоузел (Усть-Камчатский МР)				
4.1.	п. Усть-Камчатск	11 646	10,792	66 449	10,60%
5.	Ключевской энергоузел (Усть-Камчатский МР)				
5.1.	п. Ключи	8 721	8,572	49 759	11,20%
6.	Козыревский энергоузел (Усть-Камчатский МР)				
6.1.	п. Козыревск	1 727	1,649	9 854	10,90%
7.	Соболевский энергоузел (Соболевский МР)				
7.1.	с. Соболево	6 092	5,813	34 762	10,90%
7.2.	п. Крутогоровский	3 518	3,456	20 072	11,20%
7.3.	п. Ичинский	675	0,663	3 849	11,20%
8.	Паланский энергоузел (ГО «поселок Палана», Тигильский МР)				
8.1.	п. Палана	4 710	4,762	26 873	11,50%
8.2.	с. Лесная	566	0,524	3 228	10,60%
9.	Тигильский энергоузел (Тигильский МР)				
9.1.	с. Тигиль	3 474	3,415	19 822	11,20%
9.2.	с. Усть-Хайрюзово	4 117	4,046	23 492	11,20%
9.3.	с. Хайрюзово	101	0,099	574	11,20%
9.4.	с. Воямполка	208	0,205	1 189	11,20%
10.	Оссорский энергоузел (Карагинский МР)				
10.1.	п. Оссора	5 068	4,261	28 915	9,60%
10.2.	с. Ильпырский	579	0,537	3 305	10,60%
10.3.	с. Тымлат	3 017	2,537	17 215	9,60%
11.	Олюторский энергоузел (Олюторский МР)				
11.1.	с. Тиличики	7 815	7,687	44 594	11,20%
11.2.	с. Хаилино	963	0,839	5 496	9,90%
11.3.	с. Пахачи	1 182	1,063	6 743	10,30%
11.4.	с. Средние Пахачи	786	0,707	4 487	10,30%
11.5.	с. Вывенка	1 651	1,438	9 422	9,90%
11.6.	с. Ачайваям	524	0,486	2 990	10,60%
12.	Пенжинский энергоузел (Пенжинский МР)				
12.1.	с. Таловка	396	0,367	2 258	10,60%
12.2.	с. Манилы	3 047	2,74	17 385	10,30%
12.3.	с. Каменское	20	0,018	113	10,60%
12.4.	с. Слаутное	473	0,425	2 697	10,30%
12.5.	с. Аянка	505	0,454	2 880	10,30%
12.6.	с. Оклан	69	0,064	396	10,60%

1	2	3	4	5	6
12.7.	с. Парень	56	0,05	317	10,30%
12.8.	с. Апука	1 901	1,709	10 844	10,30%

Проведенные расчеты показали, что при стоимости СЭС на уровне 101 094 руб./кВт (в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р (ред. от 24.10.2020) «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года») строительство СЭС экономически целесообразно в следующих населенных пунктах:

- п. Таежный;
- с. Хайрюзово;
- с. Воямполка;
- с. Ильпырский;
- с. Пахачи;
- с. Аянка;
- с. Оклан;
- с. Парень.

По состоянию на 01.01.2023 АО «ЮЭСК» заключило 3 энергосервисных контракта на модернизацию дизельных электростанций, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и систем накопления энергии, а также единой системой управления в п. Козыревск, п. Ключи Усть-Камчатского муниципального района, п. Оссора Карагинского муниципального района, с. Тилички Олюторского муниципального района, с. Манилы Пенжинского муниципального района, п. Палана Тигильского муниципального района.

В соответствии с распоряжением Правительства Камчатского края от 17.11.2010 № 561-РП утверждена Стратегия развития энергетики Камчатского края.

Основные цели развития энергетики Камчатского края:

1. Надежное и устойчивое снабжение электрической и тепловой энергией отраслей экономики, социальной сферы и населения края, обеспечение растущего потребления электрической энергии.

2. Повышение эффективности производства и передачи электрической и тепловой энергии, с целью максимально возможного снижения сложившегося высокого уровня тарифов на электрическую энергию в энергоузлах Камчатского края в рассматриваемый период.

3. Частичный перевод производства электрической и тепловой энергии на возобновляемые источники энергии с поэтапным выводом генерирующего оборудования, работающего на органическом топливе.

Основной целью развития энергетики центрального энергоузла в Стратегии развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года

определено снижение тарифов на электрическую и тепловую энергию, одним из путей осуществления которого является переход на использование возобновляемых источников энергии с сокращением затрат на органическое топливо на Камчатских ТЭЦ и на котельных.

Прогнозируемый рост цен на органическое топливо, а также снижение запасов и уровней добычи природного газа на месторождениях Камчатского края (Протокол совещания от 26 января 2015 года по исполнению поручений Президента Российской Федерации) требует ускорение решения вопроса о возможном поэтапном замещении тепловых электростанций центрального энергоузла на альтернативные генерирующие мощности, использующие возобновляемые источники энергии.

Для расширения применения в Камчатском крае возобновляемых источников энергии в период до 2025 года, которые позволяют снизить зависимость региона от поставок органических видов топлива, возникает необходимость пересмотра финансирования проектных работ, связанных с возобновляемыми источниками энергии.

Приоритетной задачей стратегии развития энергетики Камчатского края на ближайшую перспективу является поэтапное замещение на электростанциях устаревшего и выработавшего парковый ресурс генерирующего оборудования на оборудование, работающее на возобновляемых ресурсах, а также работы по восстановлению энергоресурса для ГеоЭС.

Широкое применение ВИЭ для обеспечения электро- и теплоснабжением потребителей в Камчатском крае в среднесрочной перспективе обеспечит:

- повышение энергетической безопасности и эффективности топливно-энергетического комплекса Камчатского края;
- снижение зависимости электроэнергетики и теплового хозяйства Камчатского края от поставок мазута, угля и дизельного топлива из других регионов;
- снижение себестоимости тепловой и электрической энергии;
- улучшение экологической ситуации;
- формирование опыта использования различных видов ВИЭ, который в дальнейшем может быть применен в других регионах Российской Федерации.

Мировой опыт в аналогичных Камчатскому краю регионах (Исландия: 71 процент электроэнергии производится от ГЭС, Норвегия – 99 процентов) показывает высокую экономическую эффективность производства электрической энергии на основе гидро- и геотермальных ресурсов.

9. Развитие электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края на 2023–2027 годы

Для проверки загрузки электрической сети 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края и параметров выбранного

оборудования были выполнены расчеты режимов работы электрической сети 110 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.

Расчеты установившихся электрических режимов выполнены проектной организацией АО «Институт «Энергосетьпроект» в 2021 году с помощью программного комплекса «RastrWin» на сформированных расчетных моделях электрической сети 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края для двух вариантов развития, базового и оптимистичного.

В качестве характерных в работе рассматривались следующие режимы: зимнего максимального потребления мощности рабочего дня, зимнего минимального потребления мощности рабочего дня, летнего максимального потребления мощности рабочего дня и летнего минимального потребления мощности выходного дня, паводка.

По результатам анализа режимов работы электрической сети 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края было выявлено, что наибольшее влияние на загрузку элементов электрической сети и, соответственно, решения по мероприятиям в части развития электрических сетей оказывают режимы зимнего и летнего максимального потребления мощности рабочего дня.

Перспективные расчетные модели сформированы с учетом нагрузок дней контрольного замера 2021 года, а также с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение энергопринимающих устройств.

Перечень крупных перспективных потребителей Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края представлен в таблице 9.1.

Для оценки загрузки элементов электрической сети использовалась зависимость допустимой токовой загрузки от температуры наружного воздуха. При выполнении расчетов температура наружного воздуха принималась равной $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ для зимнего периода времени и $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$ для летнего периода.

Перечень крупных перспективных потребителей Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в соответствии с заявками и договорами на технологическое присоединение

Таблица 9.1

№ п./п.	Местонахождение присоединяемых энергопринимающих устройств	Наименование заявителя	Реквизиты договора	Предполагаемая точка присоединения (центр питания)	Срок сдачи объекта в эксплуатацию, месяц, год	Общая заявленная мощность, МВт	В том числе существующая мощность, МВт	Приращение мощности, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	г. П-К, ул. Ак. Курчатова, д. 1	МКУ «Управление кап. строительства и ремонта»	ОТП-00826 от 27.05.2015	Дачная	2023	1,071		1,071
2.	Площадка «Зеленовские озерки» Елизовского муниципального района	АО «КРДВ»	000000003501700500 02/17-00659/329/17/С от 16.10.2017	Авача	І.1 этап - 15.10.2023; І.2 этап - 15.10.2023; ІІ.1 этап - 15.10.2023; ІІ.2 этап - 15.10.2023; ІІ.3 этап - 15.10.2023	13,947		13,947
3.	Площадка «Зеленовские озерки» Елизовского муниципального района 41:05:0101041:287 41:05:0101041:285 41:05:0101041:288 41:05:0101041:260 41:05:0101041:297 41:05:0101041:272 41:05:0101041:296/7 41:05:0101041:261	АО «КРДВ»	ОТП-18-00156 от 05.09.2018	Авача	30.12.2023	4,9		4,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4.	г. П-К, ул. Вулканная, 41:01:0010113:243	ООО Терминал «Сероглазка»	ОТП-20-00130 от 23.04.2020	Северная	2023	1,5		1,5
5.	Камчатский край, Елизовский район, п. Паратунка	АО «КРДВ»	ОТП-00637/40/16/С от 11.07.2016	Бугры- Паратунка, Сосновка- ТПК	17.09.2023	7,1		7,1
6.	п. Пионерский, ул. Окружная	КГКУ ЕДС «Камчатская краевая больница»	ОТП-17-00899 от 25.06.2018, 2 этап	Северная	2023	6,013	2,317	3,697
7.	с. Паратунка, ул. Невельского, д. 6	ООО «Голубая Лагуна»	ОТП-21-00118 от 27.04.2021, 2 этап	Бизон	2023	3,3	2	1,3
8.	г. П-К, ул. Мишенная	ООО Терминал «Сероглазка»	ОТП-20-00080 от 06.03.2020	КСИ	2023	5,2		5,2
9.	с. Паратунка, 41:05:0101099:1709	ООО «Шале»	ОТП-21-00207 от 19.05.2021	Паратунка	2023	1,2		1,2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10.	г. Петропавловск-Камчатский, ул. Академика Королева, 41:01:0010119:15833	УФСБ России по Камчатскому краю	ОТП-21-00536 от 01.12.2022	Дачная	05.06.2024	3,95		3,95
11.	г. Петропавловск-Камчатский, ул. Топоркова, д. 1, 41:01:0010116:443	ООО «Олимп-Камчатка»	ОТП-21-00603 от 28.09.2021	КСИ	14.10.2024	4,7		4,7
12.	ЗАТО г. Вилючинск	ОАО «Оборонэнерго»	ОТП-00700 от 17.06.2014, 2 и 3 этапы	Елизово	по 2 этапу - до 30.11.2024; по 3 этапу - до 31.12.2024	31,984		31,984
13.	Камчатский край, Елизовский р-н, к/н: 41:05:0101103:1068, 41:05:0101012:1510, 41:05:0101012:1509, 41:05:0101012:1511, 41:05:0101012:1374, 41:05:0101100:790, 41:00:0000000:3:3У19, 41:05:0101012:918, 41:05:0101012:1524, 41:05:0101012:1520, 41:05:0101012:1959	АО «КРДВ»	ОТП-20-00518 от 23.09.2021	Авача	1 этап 31.05.2023; 2 этап 17.08.2023; 3 этап 30.12.2023; 4 этап 31.12.2023; 5 этап 30.03.2024; 6 этап 23.09.2025	30,010		30,010
14.	Камчатский край, Елизовский р-н, Термальный п	ООО «Стройсистема-Маркет»	ОТП-22-00950 от 10.01.2023	ТПК	12.01.2024	3,5		3,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15.	г. П-К, ул. Высотная, д. 2А	АО «Камчатскстройматериалы»	ОТП-20-00091 от 04.09.2020	Центральная	2023	2,5	1,6	0,9
16.	Камчатский край, Елизовский р-н, 41:05:0101041:283	ООО «Хонка Камчатка»	ОТП-21-00208 от 25.05.2021	Раздольная	2023	0,85		0,85
17.	г. Петропавловск-Камчатский, ул. Мишенная	КГУП КАМЧАТСКИЙ ВОДОКАНАЛ	ОТП-22-00344 от 26.09.2022	КСИ	31.12.2023	0,84		0,84
	Итого					120,365	5,917	114,449

9.1. Анализ загрузки центров питания напряжением 110 кВ и выше на 2023-2027 гг.

С целью своевременного выявления дефицитных по мощности центров питания (ЦП) 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края на среднесрочный период до 2027 года произведен анализ загрузки трансформаторов.

Анализ нагрузки трансформаторов выполнялся в соответствии с требованиями Методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденных Приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286.

Анализ загрузки ЦП показал отсутствие превышения допустимого уровня нагрузки трансформаторного оборудования подстанций 110 кВ и выше энергосистемы Камчатского края.

9.2. Анализ токовой загрузки электросетевых элементов в электрической сети напряжением 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края для умеренного варианта прогноза потребления

В результате анализа результатов расчетов электрических режимов в нормальных и послеаварийных схемно-режимных ситуациях Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края не выявлено превышение допустимых токовых перегрузок ВЛ 110 кВ и выше на этапах 2023-2027 гг.

Результаты расчетов режимов работы электрической сети 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в нормальной схеме в графическом виде для базового и оптимистичного варианта представлены в приложении 3.

9.3. Перечень «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края для оптимистичного прогноза потребления

СВМ Мутновская ГеоЭС и Верхне-Мутновская ГеоЭС

Выдача мощности Мутновских ГеоЭС не отвечает требованиям предъявляемым к схеме выдачи мощности электростанции, и осуществляются по одноцепной ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача, трасса которой проходит в суровых, экстремальных климатических условиях. Частые отключения этой ВЛ, а также отключения единственного АТ 220/110 кВ 63 МВА на ПС Авача, приводят к «запиранию» мощности Мутновской ГеоЭС, себестоимость производства электроэнергии на которой одна из самых низких в Центральном энергоузле энергосистемы Камчатского края.

СВМ Толмачевских ГЭС

Выдача мощности Толмачевских ГЭС не отвечает требованиям предъявляемым к схеме выдачи мощности электростанции, и осуществляются по одноцепной ВЛ 110 кВ Толмачевские ГЭС – Апача – Развилка – Елизово, отключение, одного из участков которой приводит к «запиранию» мощности Толмачевских ГЭС-1,2,3.

Отсутствие маневренных резервных генерирующих мощностей требует поддержание вращающихся резервных мощностей на тепловых станциях во время неблагоприятных погодных условиях. Для обеспечения выдачи мощности Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС в полном объеме (в нормальной и послеаварийных схемах) в 2025 году планируется реализация следующих мероприятий:

- строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3;
- реконструкция Мутновской ГеоЭС-1 и Толмачевской ГЭС-3 со строительством РУ 220 кВ;
- реконструкция ПС 220 кВ Авача с установка второго автотрансформатора мощностью 63 МВА.

Целесообразность реализации указанных мероприятий должна быть определена в рамках выполнения отдельного технико-экономического обоснования с оценкой ущерба от недоотпуска электроэнергии и выполнением комплекса расчетов электроэнергетических режимов, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286.

9.4. Развитие объектов электрической сети энергосистемы Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края

Для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств Министерства обороны Российской Федерации в Камчатском крае техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрено строительство новых центров питания, ввод которых планируется в 2024 году:

- строительство ПС 110 кВ Богатыревка с двумя ВЛ 110 кВ Чайка – Богатыревка;
- строительство ПС 110 кВ Стеллера с двумя ответвительными ЛЭП 110 кВ от двух существующим ВЛ 110 кВ Приморская – Крашенинникова до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Стеллера.

Для реализации инвестиционного проекта «Создание курорта международного стандарта и общедоступной курортной инфраструктуры вокруг вулканов Мутновский, Вилючинский и Горелый – «Парк «Три вулкана» и обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Корпорация развития Дальнего Востока» в период 2023–2025 г.г. техническими условиями на технологическое присоединение предусмотрена реализация следующих мероприятий:

- строительство ПС 110 кВ Сопка Горячая с установкой двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый;
- строительство двух ВЛ 110 кВ Авача – Сопка Горячая;
- строительство ПС 35 кВ Горнолыжный комплекс с установкой двух трансформаторов мощностью 6,3 МВА каждый (в соответствии с проектом);
- строительство двух КВЛ 35 кВ Сопка Горячая – Горнолыжный комплекс.

Перечень мероприятий, направленных на развитие Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края, для умеренного и оптимистичного варианта развития представлен в таблице 9.4.1 и 9.4.2, соответственно.

Таблица 9.4.1

№	Наименование мероприятия	Год реализации мероприятия	Технические характеристики		Итого		Организация ответственная за реализацию	Основное назначение объекта	Полная стоимость реализации мероприятия, млн руб. (без НДС)
			до реконструкции ВЛ, км ПС, МВА	после реконструкции ВЛ, км ПС, МВА	км	МВА			
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11
Обеспечение технологического присоединения потребителей									
1.	Строительство ПС 110 кВ Богатыревка	2024	–	–	–	–	АО «Оборонэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Оборонэнерго») (Договор ТП от 17.06.2014 № ОТП-00700/1416187380772090 942000000)	
2.	Строительство двух ВЛ 110 кВ Чайка – Богатыревка	2024	–	–	–	–	АО «Оборонэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Оборонэнерго») (Договор ТП от 17.06.2014 № ОТП-00700/1416187380772090 942000000)	
3.	Строительство ПС 110 кВ Стеллера	2024	–	–	–	–	АО «Оборонэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Оборонэнерго») (Договор ТП от 17.06.2014 № ОТП-	

1	2	4	5	6	7	8	9	10	11
								00700/1416187380772090 942000000)	
4.	Строительство двух ответвительных ЛЭП 110 кВ от двух ВЛ 110 кВ Приморская – Крашенинникова до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Стеллера	2024	–	–	–	–	АО «Оборонэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Оборонэнерго») (Договор ТП от 17.06.2014 № ОТП-00700/1416187380772090 942000000)	
5.	Строительство ПС 110 кВ Сопка Горячая с установкой двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый	2023	–	2x40 МВА	–	80	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Корпорация развития Дальнего Востока») (Договор ТП от 23.09.2021 № ОТП-20-00518)	
6.	Строительство двух ВЛ 110 кВ Авача – Сопка Горячая	2023	–	–	–	–	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Корпорация развития Дальнего Востока») (Договор ТП от 23.09.2021 № ОТП-20-00518)	
7.	Строительство ПС 35 кВ Горнолыжный комплекс с установкой двух трансформаторов мощностью 6,3 МВА каждый	2025	–	2x6,3 МВА (в соответствии с проектом)	–	12,6	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Корпорация развития Дальнего Востока») (Договор ТП от 23.09.2021 № ОТП-20-00518)	

1	2	4	5	6	7	8	9	10	11
8.	Строительство двух КВЛ 35 кВ Сопка Горячая – Горнолыжный комплекс	2025	–	10,311 (в соответствии с проектом)	10,311	–	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Корпорация развития Дальнего Востока») (Договор ТП от 23.09.2021 № ОТП-20-00518)	

Таблица 9.4.2

№	Наименование мероприятия	Год реализации и мероприятия	Технические характеристики		Итого		Организация ответственная за реализацию	Основное назначение объекта	Полная стоимость реализации мероприятия, млн руб. (без НДС)
			до реконструкции и ВЛ, км ПС, МВА	после реконструкции ВЛ, км ПС, МВА	км	МВА			
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11
Обеспечение технологического присоединения потребителей									
1.	Строительство ПС 110 кВ Богатыревка	2024	–	–	–	–	АО «Оборонэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Оборонэнерго») (Договор ТП от 17.06.2014 № ОТП-00700/141618738077 2090942000000)	
2.	Строительство двух ВЛ 110 кВ Чайка – Богатыревка	2024	–	–	–	–	АО «Оборонэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Оборонэнерго») (Договор ТП от 17.06.2014 № ОТП-	

1	2	4	5	6	7	8	9	10	11
								00700/141618738077 2090942000000)	
3.	Строительство ПС 110 кВ Стеллера	2024	–	–	–	–	АО «Оборонэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Оборонэнерго») (Договор ТП от 17.06.2014 № ОТП-00700/141618738077 2090942000000)	
4.	Строительство двух ответвительных ЛЭП 110 кВ от двух ВЛ 110 кВ Приморская – Крашенинникова до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Стеллера	2024	–	–	–	–	АО «Оборонэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Оборонэнерго») (Договор ТП от 17.06.2014 № ОТП-00700/141618738077 2090942000000)	
5.	Строительство ПС 110 кВ Сопка Горячая с установкой двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый	2023	–	2x40 МВА	–	80	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Корпорация развития Дальнего Востока») (Договор ТП от 23.09.2021 № ОТП-20-00518)	
6.	Строительство двух ВЛ 110 кВ Авача – Сопка Горячая	2023	–	–	–	–	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Корпорация развития Дальнего Востока») (Договор ТП от 23.09.2021 № ОТП-20-00518)	

1	2	4	5	6	7	8	9	10	11
7.	Строительство ПС 35 кВ Горнолыжный комплекс с установкой двух трансформаторов мощностью 6,3 МВА каждый	2025	–	2х6,3 МВА (в соответствии с проектом)	–	12,6	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Корпорация развития Дальнего Востока») (Договор ТП от 23.09.2021 № ОТП-20-00518)	
8.	Строительство двух КВЛ 35 кВ Сопка Горячая – Горнолыжный комплекс	2025	–	10,311 (в соответствии с проектом)	10,311	–	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Корпорация развития Дальнего Востока») (Договор ТП от 23.09.2021 № ОТП-20-00518)	
Обеспечение выдачи мощности электростанций									
9.	Строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3	2025*	–	–	–	–	ПАО «Камчатскэнерго»	Повышение надежности электроснабжения потребителей Центрального энергоузла Камчатского края	
10	Реконструкция Мутновской ГеоЭС-1 со строительством РУ 220 кВ	2025*	–	–	–	–	ПАО «Камчатскэнерго»	Повышение надежности электроснабжения потребителей Центрального энергоузла Камчатского края	
11	Реконструкция Толмачевской ГЭС-3 со строительством РУ 220 кВ	2025*	–	–	–	–	ПАО «Камчатскэнерго»	Повышение надежности электроснабжения потребителей Центрального энергоузла Камчатского края	

1	2	4	5	6	7	8	9	10	11
12	Реконструкция ПС 220 кВ Авача с установка второго автотрансформатора мощностью 63 МВА	2025*	–	63 МВА	–	63	ПАО «Камчатскэнерго»	Повышение надежности электроснабжения потребителей Центрального энергоузла Камчатского края	

* - год реализации мероприятия будет определен по результатам разработки ПСД (2021–2023 гг.)

9.5. Анализ баланса реактивной мощности

С целью определения достаточности установленных в энергосистеме средств компенсации реактивной мощности с учетом регулировочного диапазона (по реактивной мощности) генераторов электростанций энергосистемы Камчатского края для поддержания уровней напряжения в сети 110 кВ и выше в допустимом диапазоне проведена оценка баланса реактивной мощности.

Расчеты баланса реактивной мощности выполнены для характерных режимов (режим зимнего максимального потребления мощности 2027 года и режим летнего минимального потребления мощности 2022 года) в сети 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края для базового и регионального вариантов развития.

Средства компенсации реактивной мощности в электрической сети напряжением 110 кВ и выше Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края отсутствуют.

Результаты расчетов баланса реактивной мощности представлены в таблице 9.5.1.

Таблица 9.5.1

№ п/п	Составляющие баланса	Базовый вариант		Региональный вариант	
		Зимний максимум нагрузки 2027 года	Летний минимум нагрузки 2022 года	Зимний максимум нагрузки 2027 года	Летний минимум нагрузки 2022 года
1	2	3	4	5	6
1.	Генерация				
1.1.	Станции/УШР/СК	54	20	54	20
1.2.	ЛЭП	27	28	27	28
1.3.	Внешняя сеть	0	0	0	0
1.4.	Итого:	81	49	81	49
2.	Потребление				
2.1.	Нагрузка	40	31	40	31
2.2.	Потери в ЛЭП	8	4	8	4
2.3.	Потери в ТР и АТ	33	14	33	14
2.4.	ШР/БСК	0	0	0	0
2.5.	Итого:	81	49	81	49
3.	Q _{г min}	-190	-72	-190	-72
4.	Q _{г max}	376	201	376	201
5.	Регулировочный диапазон	501	273	501	273
6.	Резерв(+)/дефицит(-) на потребление Q	179	92	179	92

1	2	3	4	5	6
7.	Резерв(+)/дефицит(-) на выдачу Q	322	180	322	180

Результаты расчетов уровней напряжения энергосистемы Камчатского края представлены в таблице 9.5.2.

Максимальное, среднее и минимальное значения напряжения на подстанциях 110-220 кВ энергосистемы Камчатского края

Таблица 9.5.2

№ п/п		220 кВ U _{max} =252 кВ	110 кВ U _{max} =126 кВ
1.	Базовый вариант. Зимний максимум нагрузки 2027 года		
1.1.	U макс, кВ	225,5	116,8
1.2.	U сред, кВ	223,1	112,2
1.3.	U мин, кВ	220,7	107,1
2.	Базовый вариант. Летний минимум нагрузки 2022 года		
2.1.	U макс, кВ	230,2	122,9
2.2.	U сред, кВ	228,9	117,2
2.3.	U мин, кВ	227,6	115,9
3.	Региональный вариант. Зимний максимум нагрузки 2027 года		
3.1.	U макс, кВ	225,1	116,4
3.2.	U сред, кВ	222,7	111,7
3.3.	U мин, кВ	220,2	106,5
4.	Региональный вариант. Летний минимум нагрузки 2022 года		
4.1.	U макс, кВ	230,1	122,9
4.2.	U сред, кВ	228,9	117,2
4.3.	U мин, кВ	227,6	115,9

Анализ результатов расчетов, представленных в таблицах 9.5.1 и 9.5.2, показал, что Центральный энергоузел энергосистемы Камчатского края обладает достаточным запасом по регулированию реактивной мощности (в базовом и в региональном вариантах), а уровни напряжения на подстанциях Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края находятся в допустимых пределах.

В период 2023–2027 гг. для поддержания уровней напряжения в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Камчатского края в допустимых пределах установка дополнительных средств компенсации реактивной мощности не требуется.

10. Основные направления развития теплоэнергетики Камчатского края
10.1. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период

Перспективная потребность Камчатского края в тепловой энергии определялась на основе анализа тенденций по потреблению тепловой энергии за ретроспективный период, топливно-энергетических паспортов муниципальных районов на 2022 год, утвержденных схем теплоснабжения муниципальных образований региона, с учетом данных, предоставленных основными производителями тепловой энергии, а также прогноза социально-экономического развития региона с учетом использования энергосберегающих технологий.

В таблицах 10.1.1 и 10.1.2 представлен баланс тепловой энергии края для консервативного и интенсивного вариантов. Интенсивный вариант базируется на данных, представленных в схемах теплоснабжения муниципальных образований региона. Общий рост производства теплоэнергии по интенсивному варианту составит порядка 10 процентов, отпуск тепла потребителям увеличится на 10,3 процента. Основным потребителем теплоэнергии так же, как и в ретроспективный период остается население.

Баланс тепловой энергии Камчатского края
(интенсивный вариант), тыс. Гкал

Таблица 10.1.1

№ п/п	Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Произведено - всего, в том числе:	3352,1	3380,8	3434,8	3474,9	3531,3	3570,5
1.1.	ТЭЦ	1214,8	1220,7	1262,8	1288,9	1329,1	1352,3
1.2.	Котельные, в том числе:	1574,3	1593,1	1601,1	1611,0	1623,1	1635,2
1.2.1.	Петропавловск-Камчатский городской округ	499,3	515,7	516,4	519,7	528,37	534,5
1.3.	Геотермальные скважины	563,0	567,0	571,0	575,0	579,08	583,1
2.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	2642,1	2665,8	2710,7	2745,1	2803,7	2834,2
2.1.	населению	1633,0	1649,7	1680,2	1703,5	1743,4	1764,3
2.2.	бюджетофинансируемым организациям	344,2	346,9	353,7	358,7	365,25	369,9
2.3.	предприятиям на производственные нужды	465,0	466,8	469,8	472,1	475,8	477,9
2.4.	прочим организациям	199,9	202,5	207,1	210,8	219,3	222,1
3.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	710,0	715,0	724,1	729,8	744,37	749,7
3.1.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	566,1	569,7	577,3	581,8	593,06	597,4

**Баланс тепловой энергии Камчатского края
(консервативный вариант), тыс. Гкал**

Таблица 10.1.2

№ п/п	Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Произведено - всего, в том числе:	3082,3	3095,5	3111,6	3147,9	3151,4	3154,9
1.1.	ТЭЦ	1033,6	1038,4	1049	1079,3	1078,6	1077,9
1.2.	Котельные, в том числе:	1518,1	1524,5	1528,5	1532,5	1535,8	1539,1
1.2.1.	Петропавловск-Камчатский городской округ	446,4	451,6	455	458,4	461,13	463,86
1.3.	Геотермальные скважины	530,6	532,6	534,1	536,1	537,06	538,02
2.	Отпущено тепловой энергии, в том числе:	2748,4	2755,6	2769,8	2801,6	2802,9	2804,2
2.1.	населению	1758,1	1758,7	1763,7	1774,4	1774,1	1773,8
2.2.	бюджетофинансируемым организациям	351,3	355,3	359,2	369,1	370,14	371,18
2.3.	предприятиям на производственные нужды	451,4	453,1	457,9	465,7	466,4	467,1
2.4.	прочим организациям	187,5	188,3	189	192,3	192,22	192,14
3.	Потери тепловой энергии (в том числе на собственные нужды источников теплоэнергии)	626,5	632,5	634,4	638,9	641,12	643,34
3.1.	в т.ч. на тепловых и паровых сетях	531,7	534,4	535,3	537,6	538,55	539,5

Перечень наиболее крупных потребителей тепловой энергии, планируемых подключение к системам централизованного теплоснабжения населенных пунктов Камчатского края на период 2023–2027 гг., приведен в таблице 10.1.3.

Таблица 10.1.3

№ п/п	Потребитель тепловой энергии	Муниципальное образование	Нагрузка, Гкал/час	Источники покрытия	Год ввода нагрузки
1	2	3	4	5	6
1.	Застройка по ул. Рябиковская	Петропавловск-Камчатский городской округ	4,47	ТЭЦ-1	2025
2.	Строительная площадка м-н Солнечный	Елизовский муниципальный район	3,71	-	2025
3.	Мкр. «Пограничный»	Елизовский муниципальный район	2,46	-	2025
4.	Строительная площадка ул. Строительная	Елизовский муниципальный район	1,54	Котельная № 10, 4	2025
5.	Строительная площадка ул. Хуторская	Елизовский муниципальный район	1,38	-	2024

1	2	3	4	5	6
6.	Малозэтажная жилая застройка (микрорайон) в жилом районе Дальний	Петропавловск-Камчатский городской округ	1,11	Новая котельная в п. Дальний	2023
7.	Здание гостиницы по ул. Ленинградской в Петропавловске-Камчатском	ПКГО	5,463	ТЭЦ-2	не определен
8.	Камчатский театр кукол	ПКГО	1,101	ТЭЦ-2	не определен
9.	Мкр. Северный	ПКГО	9,91	ТЭЦ-2	не определен
10.	Стационар, УФСБ России по Кк в г. П-К	ПКГО	0,924	ТЭЦ-2	не определен
11.	Здание детского сада с классами начальной школы на 370 мест г. Петропавловск-Камчатский, ул. Топоркова	Петропавловск-Камчатский городской округ	0,7105	Котельная № 62 «103 квартал»	2022-2023
12.	«Учебный корпус МБОУ «Елизовская средняя школа № 1 им. М.В. Ломоносова», г. Елизово, ул. Виталия Кручины, д. 30	Елизовское городское поселение	0,806	Котельная № 4 г. Елизово	2022-2023
13.	ГБУЗ «ККПТД» (Тубдиспансер)	Городской округ «поселок Палана»	0,81	Котельная «Центральная»	2022-2025
14.	ГБУЗ «Корякская окружная больница»	Городской округ «поселок Палана»	0,73	Котельная «Центральная»	2022-2025
15.	«Парк Три Вулкана», «ТРК Паратунка»	Елизовский муниципальный район	40	Геотермальные источники	2022-2026

10.2. Прогноз перспективных тарифов на тепловую энергию и тенденции ее изменения с учетом сроков функционирования энергетических объектов

Прогноз экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию на перспективный период 2023–2027 гг. в разрезе муниципальных образований Камчатского края был предоставлен Региональной службой по тарифам и ценам Камчатского края. Информация приведена в таблице 10.2.1.

Таблица 10.2.1

№ п/п	Наименование муниципального образования и теплоснабжающей организации	Экономически обоснованные тарифы на тепловую энергию				
		без НДС				
		2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
1	2	3	4	5	6	7
Алеутский муниципальный округ в Камчатском крае						
Никольское СП						
1.	АО «ЮЭСК»	16 952,68	17 749,50	18 459,40	19 197,80	19 965,70
Быстринский муниципальный район						
Анавгайское СП						
1.	АО «Тепло земли»	1 820,82	1 906,40	1 982,66	2 061,96	2 144,44
Эссовское СП						
1.	АО «Тепло земли»	1 820,82	1 906,40	1 982,66	2 061,96	2 144,44
Вилучинский городской округ						
1.	АО «Камчатскэнергосервис»	9 026,12	9 450,35	9 828,36	10 221,50	10 630,40
2.	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	13 915,93	14 570	15 152,80	15 758,90	16 389,20
Елизовский муниципальный район						
Вулканное ГП						
1.	ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России	7 621,74	7 979,96	8 299,16	8 631,13	8 976,37
Елизовское ГП						

1	2	3	4	5	6	7
1.	<i>ПАО «Камчатскэнерго»</i>	10 252,15	10734	11163,4	11609,9	12074,3
2.	<i>ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России</i>	21 206,16	22202,8	23091	24014,6	24975,2
3.	<i>МУП «Елизовская управляющая компания»</i>	12 133,94	12704,2	13212,4	13740,9	14290,5
4.	<i>ООО «PCO»</i>	18 426,83	19292,9	20064,6	20867,2	21701,9
Корякское СП						
1.	<i>ООО «КорякТеплоСнаб» п.Зеленый и п. Коряки</i>	6 971,90	7299,58	7591,56	7895,22	8211,03
2.	<i>ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России</i>	14 070,87	14732,2	15321,5	15934,4	16571,7
3.	<i>МУП «МП ЖКХ КСП»</i>	25 021,10	26197,1	27245	28334,8	29468,2
Начикинское СП						
1.	<i>АО «Камчатэнергосервис»</i>	14 338,77	15012,7	15613,2	16237,7	16887,2
2.	<i>ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России (п. Сокоч)</i>	10 017,87	10488,7	10908,3	11344,6	11798,4

1	2	3	4	5	6	7
3.	<i>ООО «Санаторий Начикинский»</i>	670,21	701,711	729,779	758,97	789,329
4.	<i>МАУ «Строительства, благоустройства и ЖКХ»</i>	1 517,21	1588,52	1652,06	1718,14	1786,87
Николаевское СП						
1.	<i>АО «Камчатэнергосервис»</i>	13 137,12	13754,6	14304,7	14876,9	15472
Новоавачинское СП						
1.	<i>ПАО «Камчатскэнерго»</i>	9 814,40	10275,7	10686,7	11114,2	11558,7
2.	<i>ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России</i>	8 563,26	8965,73	9324,36	9697,34	10085,2
Новолесновское СП						
1.	<i>ПАО «Камчатскэнерго»</i>	16 507,26	17283,1	17974,4	18693,4	19441,1
2.	<i>ООО «PCO»</i>	14 315,95	14988,8	15588,4	16211,9	16860,4
Паратунское СП						
1.	<i>АО «Тепло земли»</i>	4 217,88	4416,12	4592,76	4776,47	4967,53
2.	<i>АО «Тепло земли» (ПУ Куст)</i>	1 080,65	1131,44	1176,7	1223,77	1272,72

1	2	3	4	5	6	7
3.	<i>ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России</i>	8 582,88	8986,27	9345,72	9719,55	10108,3
Пионерское СП						
1.	<i>ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России</i>	20 592,63	21560,5	22422,9	23319,8	24252,6
2.	<i>ООО «PCO»</i>	15 565,59	16297,2	16949,1	17627	18332,1
3.	<i>ООО «ИКС» Петропавловск- Камчатский</i>	10 424,29	10914,2	11350,8	11804,8	12277
Раздольненское СП						
1.	<i>ПАО «Камчатскэнерго»</i>	11 733,49	12285	12776,4	13287,4	13818,9
2.	<i>ФГКУ «Камчатский спасательный центр МЧС России»</i>	10 165,61	10643,4	11069,1	11511,9	11972,4
Карагинский муниципальный район						
СП «село Ивашка»						
1.	<i>ООО «Морошка»</i>	7 690,75	8052,21	8374,3	8709,27	9057,64
СП «село Карага»						
1.	<i>АО «Оссора»</i>	10 605,44	11103,9	11548,1	12010	12490,4
СП «село Кострома»						

1	2	3	4	5	6	7
1.	<i>ООО «Колхоз Ударник»</i>	10 960,88	11476	11935,1	12412,5	12909
СП «п. Оссора»						
1.	<i>АО «Оссора»</i>	11 422,42	11959,3	12437,6	12935,2	13452,6
СП «п. Тымлат»						
1.	<i>АО «Корякэнерго»</i>	17 194,34	18002,5	18722,6	19471,5	20250,3
Мильковский муниципальный район						
Атласовское СП						
1.	<i>АО «ЮЭСК»</i>	14 268,90	14939,5	15537,1	16158,6	16804,9
Мильковское СП						
1.	<i>АО «ЮЭСК»</i>	14 268,90	14939,5	15537,1	16158,6	16804,9
2.	<i>АО «Камчатэнергосервис»</i>	16 805,58	17595,4	18299,3	19031,2	19792,5
Олюторский муниципальный район						
СП «село Апука»						
1.	<i>АО «Корякэнерго»</i>	24 816,69	25983,1	27022,4	28103,3	29227,4
СП «село Ачайваям»						
1.	<i>АО «Корякэнерго»</i>	18 359,54	19222,4	19991,3	20791	21622,6
СП «село Пахачи»						
1.	<i>АО «Корякэнерго»</i>	16 630,79	17412,4	18108,9	18833,3	19586,6
СП «село Тилички»						

1	2	3	4	5	6	7
1.	<i>АО «Корякэнерго»</i>	27 857,62	29166,9	30333,6	31546,9	32808,8
СП «село Хаилино»						
1.	<i>АО «Корякэнерго»</i>	17 189,90	17997,8	18717,7	19466,4	20245,1
Пенжинский муниципальный район						
СП «село Аянка»						
1.	<i>АО «ЮЭСК»</i>	22 174,11	23216,3	24144,9	25110,7	26115,2
СП «село Каменское»						
1.	<i>АО «ЮЭСК»</i>	22 174,11	23216,3	24144,9	25110,7	26115,2
СП «село Манилы»						
1.	<i>АО «ЮЭСК»</i>	22 174,11	23216,3	24144,9	25110,7	26115,2
СП «село Слаутное»						
1.	<i>АО «ЮЭСК»</i>	22 174,11	23216,3	24144,9	25110,7	26115,2
СП «село Таловка», «село Оклан»						
1.	<i>АО «ЮЭСК»</i>	22 174,11	23216,3	24144,9	25110,7	26115,2
Петропавловск-Камчатский городской округ						
1.	<i>ПАО «Камчатскэнерго»</i>	9 416,28	9858,85	10253,2	10663,3	11089,9
2.	<i>Пограничное управление ФСБ России по восточному арктическому району</i>	2 032,35	2127,88	2212,99	2301,51	2393,57
3.	<i>ООО «PCO «Силуэт»</i>	18 084,67	18934,6	19692	20479,7	21298,9

1	2	3	4	5	6	7
4.	<i>УФСБ России по Камчатскому краю</i>	3 321,68	3477,8	3616,91	3761,59	3912,05
5.	<i>ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России</i>	10 181,55	10660,1	11086,5	11529,9	11991,1
6.	<i>ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России (передача)</i>	1 019,57	1067,49	1110,19	1154,6	1200,78
7.	<i>МУП «ТЭСК»</i>	9 396,52	9838,16	10231,7	10641	11066,6
8.	<i>АО «Судоремсервис»</i>	5 143,41	5385,15	5600,56	5824,58	6057,56
9.	<i>ООО «PCO»</i>	11 604,97	12150,4	12636,4	13141,9	13667,5
Соболевский муниципальный район						
Крутогоровское СП						
1.	<i>АО «Корякэнерго»</i>	12 567,12	13157,8	13684,1	14231,4	14800,7
Соболевское СП						
1.	<i>ООО «Стимул»</i>	5 453,10	5709,39	5937,77	6175,28	6422,29
Устьевое СП						
1.	<i>АО «Корякэнерго»</i>	19 108,93	20007	20807,3	21639,6	22505,2
Тигильский муниципальный район						
СП «село Ковран»						
1.	<i>АО «Корякэнерго»</i>	20 960,33	21945,5	22823,3	23736,2	24685,7
Городской округ "поселок Палана"						

1	2	3	4	5	6	7
1.	<i>МУП «Горсети»</i>	10 588,64	11086,3	11529,8	11991	12470,6
СП «село Седанка»						
1.	<i>АО «ЮЭСК»</i>	15 625,32	16359,7	17014,1	17694,7	18402,4
СП «село Тигиль»						
1.	<i>АО «ЮЭСК»</i>	15 625,32	16359,7	17014,1	17694,7	18402,4
СП «село Усть-Хайрюзово»						
1.	<i>АО «Корякэнерго»</i>	21 955,68	22987,6	23907,1	24863,4	25857,9
Усть-Большерецкий муниципальный район						
Апачинское СП, Кавалерское СП, Октябрьское СП, Усть-Большерецкое СП						
1.	<i>АО «Камчатэнергосервис»</i>	12 539,48	13128,8	13654	14200,2	14768,2
Запорожское СП						
1.	<i>МУП «Запорожское»</i>	8 755,99	9167,53	9534,23	9915,6	10312,2
СП «село Седанка»						
1.	<i>АО «ЮЭСК»</i>	15 625,32	16359,7	17014,1	17694,7	18402,4
Озерновское ГП (п. Паужетка)						
1.	<i>АО «Тепло земли»</i>	186,4	195,161	202,968	211,087	219,53
Усть-Камчатский муниципальный район						
Ключевское СП						
1.	<i>ООО «Термо»</i>	17 637,41	18466,4	19205	19973,2	20772,2
2.	<i>ООО «Ключи энерго»</i>	17 637,41	18466,4	19205	19973,2	20772,2
3.	<i>ФГБУ «ЦЖКУ» Минобороны России</i>	11 873,01	12431	12928,3	13445,4	13983,2
Козыревское СП						

1	2	3	4	5	6	7
1.	<i>МУП «Тепловодхоз»</i>	11 304,22	11835,5	12308,9	12801,3	13313,4
Усть-Камчатское СП						
1.	<i>ООО «Интэко»</i>	18 962,00	19853,2	20647,3	21473,2	22332,2
2.	<i>ООО «Норд фиш»</i>	16 785,11	17574	18277	19008,1	19768,4
3.	<i>ООО «Строй-Альянс»</i>	17 577,68	18403,8	19140	19905,6	20701,8
4.	<i>ООО «Гермес»</i>	16 539,57	17316,9	18009,6	18730	19479,2
5.	<i>АО «Корякэнерго»</i>	21 147,53	22141,5	23027,1	23948,2	24906,1

11. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в органическом топливе

В данном разделе представлены результаты расчетов потребности в топливе ТЭС и котельных Камчатского края до 2027 года. Потребность в топливе существующих и вновь сооружаемых тепловых электростанций определялась на основе балансов электроэнергии, разработанных для двух вариантов электропотребления – базового (умеренного) и оптимистичного (глава 7.1). В обоих вариантах учтен прогнозируемый отпуск тепла от ТЭС и котельных в системы централизованного теплоснабжения (глава 10.1).

Потребность в топливе теплоисточников Камчатского края определялась исходя из сохранения существующей структуры топливного баланса котельных. Данные были сформированы на основе форм статистической отчетности 1-ТЕП «Сведения о снабжении теплоэнергией».

В таблицах 11.1–11.4 приведены результаты расчетов, полученные для обоих рассматриваемых уровней потребления электроэнергии.

Потребность ТЭС и котельных Камчатского края в органическом топливе для базового (умеренного) уровня электропотребления, тыс. т у.т.

Таблица 11.1

№ п/п	Данные	Годы					
		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Расход топлива на ТЭЦ	502,52	508,98	504,46	501,18	501,05	490,73
1.1.	в т.ч. газ	238,63	248,29	245,87	248,29	248,29	248,29
1.2.	нефтетопливо	263,89	260,69	256,17	252,87	252,76	242,44
2.	Расход топлива на ДЭС и ГДЭС	71,9	69,72	65,19	63,19	63,55	63,55
2.1.	в т.ч. газ	6,13	5,94	5,56	5,39	5,42	5,42
2.2.	нефтетопливо	65,77	63,78	59,63	57,8	58,13	58,13
3.	Расход топлива на котельных	306,09	327,29	327,82	328,36	331,58	329,68
3.1.	в т.ч. газ	29,46	32,49	32,49	32,49	32,49	32,46
3.2.	нефтетопливо	117,33	125,94	128,14	130,63	135,478	134,899
3.3.	уголь	151,78	153,79	152,12	152,36	152,41	152,43
3.4.	древесина	9,99	15,07	15,07	12,88	11,2	9,89

В базовом варианте в топливном балансе Камчатского края будет преобладать нефтетопливо, потребность в котором составит порядка 50 процентов от общей потребности в органическом топливе (таблица 11.2).

**Структура суммарной потребности ТЭС и котельных Камчатского края
в топливе для базового (умеренного) уровня электропотребления**

Таблица 11.2

№ п/п	Данные (тыс. т у.т.)	Годы					
		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Потребность в топливе - ВСЕГО	880,25	905,99	897,47	892,73	896,18	883,96
1.1.	из них: газ	274,22	286,72	283,92	286,17	286,2	286,17
1.2.	нефтетопливо	446,99	450,41	443,94	441,3	446,368	435,469
1.3.	уголь	151,78	153,79	152,12	152,36	152,41	152,43
1.4.	древесина	9,99	15,07	15,07	12,88	11,2	9,89
2.	Потребность в топливе, %						
2.1.	из них: газ	31,2	32,6	32,3	32,5	32,5	32,5
2.2.	нефтетопливо	50,8	51,2	50,4	50,1	50,7	49,5
2.3.	уголь	17,2	17,5	17,3	17,3	17,3	17,3
2.4.	древесина	1,1	1,7	1,7	1,5	1,3	1,1

**Потребность ТЭС Камчатского края в органическом топливе для
оптимистичного уровня электропотребления**

Таблица 11.3

№ п/п	Данные (тыс. т у.т.)	Годы					
		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Расход топлива на ТЭЦ	502,26	508,98	516,72	519,08	521,64	493,93
1.1.	в т.ч. газ	238,63	248,29	254,07	258,19	260,12	248,78
1.2.	нефтетопливо	263,89	260,69	262,64	260,89	261,51	245,15
2.	Расход топлива на ДЭС и ГДЭС	71,9	59,79	62,04	62,98	63,35	63,72
2.1.	в т.ч. газ	6,13	5,12	5,51	5,51	5,51	5,51
2.2.	нефтетопливо	65,77	54,67	56,53	57,47	57,84	58,21
3.	Расход топлива на котельных	306,09	327,22	327,78	328,37	331,59	329,68
3.1.	в т.ч. газ	29,46	33,859	34,249	34,249	34,249	34,249
3.2.	нефтетопливо	117,33	124,51	126,35	128,89	133,74	133,12
3.3.	уголь	151,78	153,79	152,12	152,36	152,41	152,43
3.4.	древесина	9,99	15,07	15,07	12,88	11,20	9,89

При дефиците природного газа покрытие потребности в топливе будет осуществляться за счет мазута, который является резервным топливом для ТЭЦ Камчатского края. В оптимистичном варианте потребность тепловых электростанций в газе на уровне 2027 года составит 288,53 млн т у.т., в нефтетопливе – 436,47 млн т у.т. Топливный баланс котельных оставлен без изменений.

Структура суммарной потребности ТЭС и котельных Камчатского края в топливе для оптимистичного уровня электропотребления

Таблица 11.4

№ п/п	Данные (тыс. т у.т.)	Годы					
		2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Потребность в топливе - ВСЕГО	882,98	895,98	906,53	910,43	916,57	887,32
1.1.	из них: газ	274,22	287,27	293,83	297,95	299,88	288,53
1.2.	нефтепродукты	446,99	439,86	445,51	447,24	453,09	436,47
1.3.	уголь	151,78	153,78	152,11	152,35	152,40	152,42
1.4.	древесина	9,99	15,067	15,067	12,875	11,196	9,885
2.	Потребность в топливе, %						
2.1.	из них: газ	31,1	32,5	33,3	33,7	34,0	32,7
2.2.	нефтепродукты	50,6	49,8	50,5	50,7	51,3	49,4
2.3.	уголь	17,2	17,4	17,2	17,3	17,3	17,3
2.4.	древесина	1,1	1,7	1,7	1,5	1,3	1,1

Более подробная информация о потребности в топливе на рассматриваемый перспективный период по электростанциям и котельным Камчатского края приведена в приложении 2.

12. Развитие генерирующих мощностей Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края до 2027 года и на перспективу

Информация в разделе представлена справочно.

В части развития генерирующих мощностей Центрального энергоузла выбраны следующие варианты развития: базовый (учитывает текущие возможности бюджета Камчатского края, с учетом дополнительного финансирования), целевой (подразумевает увеличение доли выработки электроэнергии за счет ВИЭ с учетом получения Камчатским краем поддержки из федерального бюджета).

Базовый.

На шестилетний период будет осуществлена реализация утвержденных инвестиционных программ ресурсоснабжающих организаций, в том числе, корректировок инвестиционных программ, утвержденных уполномоченным исполнительным органом власти, в рамках которых предусмотрено реализовать мероприятия по поддержанию располагаемой мощности МГеоЭС путем бурения новых скважин на Мутновском месторождении геотермальных вод. Данные мероприятия планируется осуществить в 2023-2027 гг. путем аренды буровых установок. Согласно инвестиционной программе ПАО «Камчатскэнерго» работы по бурению составят ориентировочно 2 000,75 млн руб.

Инвестиционная составляющая

Таблица 12.1

№ п/п	Мероприятие	Год реализации	Стоимость, млн руб.
1	2	3	4
1.	Поддержание располагаемой мощности МГеоЭС. Бурение скважины Гео-9	2023	277,64
2.	Поддержание располагаемой мощности МГеоЭС. Бурение скважины Гео-10	2024	311,87
3.	Поддержание располагаемой мощности МГеоЭС. Бурение скважины Гео-11	2025	329,01
4.	Поддержание располагаемой мощности МГеоЭС. Бурение скважины Гео-12	2026	343,98
5.	Поддержание располагаемой мощности МГеоЭС. Бурение скважины Гео-13	2027	360,46
6.	Поддержание располагаемой мощности МГеоЭС. Бурение скважины Гео-14	2027	377,79
7.	Итого		2 000,75

С целью оценки/подтверждения потенциала мутновских геотермальных месторождений для увеличения установленной мощности Мутновских геотермальных станций рассматривается бурение глубоких скважин (до 4 км). В случае подтверждения запасов будет принято решение о строительстве второй очереди Мутновской геотермальной станции (ГеоЭС-2).

При реализации базового варианта развития генерирующих мощностей предусматривается обеспечение перспективных нагрузок, поддержания надежности выработки, при этом реализация данных мероприятий не окажет влияния на снижение тарифа.

Целевой (вариант приведен справочно).

Для увеличения доли использования Мутновского геотермального месторождения предполагается сооружение второй очереди Мутновской ГеоЭС (ГеоЭС-2) мощностью 50 МВт. По предварительной оценке, реализация проекта предусматривает строительство двух электростанций мощностью по 25 МВт каждая.

Помимо второй очереди Мутновской ГеоЭС предлагается строительство нового энергетического бинарного блока на площадке МГеоЭС-1. Планируемая установленная мощность бинарной электростанции составит 13 МВт, в целях увеличения мощности выработки от геотермального источника. Это позволит увеличить долю выработки электроэнергии в центральном энергоузле от ВИЭ на 4,6 процента.

Для повышения надежности схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС рассматривается реализация проекта по сооружению ВЛ 220 кВ от Мутновской ГеоЭС-1 до ГЭС-3 каскада на р. Толмачева с учетом объема необходимых реконструкций на сопутствующих подстанциях ПС Развилка, ПС 220/110/35/10 кВ Авача, ПС 110/6 кВ «Апача», строительству ОРУ 220 кВ ГЭС-3, реконструкции ЗРУ КРУЭ-220 кВ МГеоЭС-1.

Также одним из проектов рассматривается строительство малой ГЭС-4 на реке Толмачева установленной мощностью 6 МВт.

В настоящий момент заявки на технологическое присоединение, а также технические условия на технологическое присоединение к электрической сети указанных объектов по производству электрической энергии отсутствуют.

В соответствии с требованиями Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, при присоединении объектов по производству электрической энергии к электрическим сетям требуется разработка внестадийной работы по определению схемы выдачи мощности электростанции, в соответствии с требованиями Правил разработки и согласования схемы выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденных приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28.12.2020 № 1195.

Учитывая недостаточные объемы добываемого природного газа на территории Камчатского края, по поручению Президента Российской Федерации Владимира Путина реализуется проект «Регазификационный комплекс СПГ в

Камчатском крае» с размещением в бухте Раковая Авачинской губы. В рамках проекта планируется создание береговой и причальной инфраструктуры, 2-х судов-челноков, а также плавучей регазификационной установки.

В настоящее время АО «ГТ Морстрой» по заказу ПАО «НОВАТЭК» разрабатывает проектную документацию.

Завершение разработки проектной документации и получение положительных заключений государственной и экологической экспертиз ожидается в 2023 году после получения Камчатским краем права собственности на земельные участки. Начаты процедуры по изъятию земельных участков, на которых планируется размещение наземных объектов.

Работы по строительству планируют завершить в 2025 году. Комплекс должен обеспечить поставки регазифицированного СПГ для энергетических потребностей Камчатского края. Это позволит продолжить реализацию мероприятий, предусмотренных Программой газификации Камчатского края.

Оценка капитальных вложений при целевом варианте развития

Таблица 12.2

№ п/п	Мероприятие	Стоимость, млн. руб.
1	2	3
1.	Сооружения второй очереди Мутновской ГеоЭС (ГеоЭС-2)	12 896*
2.	Строительство бинарного энергоблока Мутновской ГеоЭС-1	4 013
3.	Строительство ВЛ 220 кВ от Мутновской ГеоЭС-1 до каскада ГЭС на р. Толмачева с учетом реконструкции сопутствующих подстанций	5 777
4.	Строительство малой ГЭС-4 на реке Толмачева	6 676
5.	Строительство комплекса по регазификации СПГ, в том числе плавучей регазификационной установки СПГ	40 500
6.	Итого	69 862

* Точная стоимость будет определена при разработке проектной документации.

Результатом реализации целевого варианта развития генерирующих мощностей станет увеличение доли выработки электроэнергии за счет возобновляемых источников энергии и, как следствие, снижение количества сжигаемого углеводородного топлива, повышение надежности схемы выдачи мощности от Мутновских ГеоЭС, компенсация природного газа с месторождений Соболевского района регазифицированным СПГ, что приведет к значительному снижению закупки дорогостоящего мазута и как следствие снижение нагрузки на бюджет Камчатского края по выпадающим доходам для РСО.

Принимая во внимание высокие капитальные затраты на реализацию целевого варианта развития необходима поддержка федерального бюджета и включение ряда предлагаемых мероприятий в профильные федеральные программы.

13. Оценка капитальных вложений в развитие энергетики Камчатского края на рассматриваемый период и на перспективу. Возможные источники финансирования

Для мероприятий, описанных в главе 12, были оценены капитальные вложения необходимые для их реализации.

Капитальные вложения в генерирующие объекты угольной и газовой генерации определяются в соответствии с Правилами расчета составляющей цены на мощность, обеспечивающей возврат капитальных и эксплуатационных затрат, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 13 апреля 2010 г. № 238.

Удельные показатели капитальных вложений, определенные Постановлением Правительства № 238 переводятся от цен 2010 года (год вступления в силу Постановления) в текущие цены (цены года выполнения расчета) с применением ретроспективных индексов – дефляторов инвестиций в основной капитал, определяемых и публикуемых Минэкономразвития России в рамках Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 13 апреля 2010 г. № 238 к рассчитанной величине капитальных вложений применяются коэффициенты климатических зон и коэффициенты сейсмического влияния.

Капитальные вложения, оцененные по Постановлению Правительства № 238, являются предварительными и требуют корректировок на последующих этапах проектирования. Несмотря на то, что капитальные вложения учитывают повышающий коэффициент, связанный с сейсмичностью региона, полная стоимость мероприятия может быть определена только на этапе проектирования, с учетом специфики региона. Так же необходимо отметить, что для оставшейся в работе части Камчатской ТЭЦ-1 может потребоваться реконструкция с учетом требований сейсмоустойчивости. Затраты по данным мероприятиям так же должны быть оценены на этапе проектирования.

Капитальные вложения в электросетевые объекты определяются в соответствии с «Укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства» (утверждены Приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10). Оценка стоимости электросетевых объектов является предварительной и должна быть уточнена на этапе проектирования.

Для объектов, по которым ранее выполнялись работы по технико-экономическому обоснованию проектов, обоснованию инвестиций в проекты и прочее, стоимость сооружения объектов приняты в соответствии с данными ранее выполненных работ.

Все расчеты капитальных вложений выполнены в ценах 2022 года без НДС.

Капитальные вложения по целевому варианту, пообъектно представлены в таблице 13.1 (Перечень приводится справочно).

Таблица 13.1

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода	Количественная характеристика	Оборудование	Кап. вложения млн. руб. (в текущих ценах, без НДС)	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
1.	Строительство электросетевых объектов для обеспечения парка «Три Вулкана»	2025	ВЛ-110 кВ – 46,82 км, КВЛ-35 кВ – 10,2 км	количество цепей ВЛ – 2 материал опор - сталь	4 814,36	Принято в соответствии с заключенным договором от 23.09.2021 № 0000000035022РО20002/ОТП-20
2.	Строительство комплекса по регазификации СПГ	2025	-	Регазификационный комплекс, судачелноки – 2 ед., береговая инфраструктура	40 500	Пункт 10 «Перечня поручений Президента Российской Федерации Федеральному собранию российской Федерации от 21 апреля 2021 г.» от 02.05.2021 №753
3.	ГЭС-4	2027	6 МВт	2 гидроагрегата мощностью 3 МВт каждый	6 676,46	Принято по данным Декларации о намерениях строительства ГЭС-4 каскада Толмачевских ГЭС в ценах 3 кв 2022 года
Перспектива (за пределами 2027 года)						
1.	Расширение МГеоЭС за счет бинарного энергоблока	2028	13 МВт	бинарная электростанция на площадке МГеоЭС-1	4 013,1	Принято на основании разработанных обоснований инвестиций, с учетом перевода стоимости в текущие цены
2	Сооружения второй очереди Мутновской ГеоЭС (ГеоЭС-2)	2029	50 МВт	2 электростанции мощностью по 25 МВт каждая	12 896,74*	Расчеты произведены АО «Институт «Энергосетьпроект» в 2021 году
3.	Итого				75 276,79	

* Приняты данные проектного института АО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ» по состоянию на 2021 год. При разработке проектной документации стоимости проектов будут пересматриваться

14. Прогноз тарифов на электрическую энергию до 2045 года

При разработке Схемы и программы развития электроэнергетики камчатского края на период 2021–2025 гг. АО «Институт «Энергосетьпроект» на основе данных развития генерирующих мощностей Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края с учетом перспективы до 2045 года и сформированных балансов электроэнергии и мощности, были спрогнозированы тарифные последствия, на основании экономически-обоснованных тарифов на электроэнергию для конечного потребителя (за исключением населения).

На основе разработанного инновационного варианта развития генерирующих мощностей Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края с учетом перспективы до 2045 года и сформированных балансов электроэнергии и мощности для данного варианта, были спрогнозированы тарифные последствия, на основании экономически-обоснованных тарифов на электроэнергию для конечного потребителя (за исключением населения).

В качестве исходных данных для моделирования и прогнозирования тарифных последствий были использованы результаты предыдущих этапов работы. Период прогнозирования с 2023 по 2045 год.

Макроэкономические параметры приняты в соответствии Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годы, разработанный и опубликованный Минэкономразвития России. Прогноз макроэкономических показателей представлен в таблице 14.1.

Таблица 14.1

№ п/п	Макроэкономические показатели	2023	2024	2025	2026	2030	2035	2040	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Инфляция среднегодовая (ИПЦ), %	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
2.	Индекс-дефлятор инвестиций, %	4,80	4,70	4,40	4,40	4,00	4,00	4,00	4,00
3.	Рост цен на газ, %	3,99	3,99	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
4.	Рост цен на нефтепродукты, %	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
5.	Рост предельного тарифа на э/э, %	3,99	3,99	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
6.	Рост предельного тарифа на э/э сетевых организаций, %	3,99	3,99	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00

Ставки налогов приняты в соответствии с действующим на момент выполнения работы российским законодательством и составляют:

- 1) налог на добавленную стоимость (НДС) - 20 процентов;
- 2) налог на имущество:
 - для объектов генерации – 2,2 процента;

– для электросетевых объектов – 1,9 процента.

Утвержденные тарифы на электрическую энергию, стоимость топлива для существующих, а также для вновь сооружаемых объектов, необходимая валовая выручка по существующим электросетевым объектам принята в соответствии утвержденными в регионе тарифами, а также тарифными сметами, предоставленными компаниями собственниками.

Ежегодные эксплуатационные затраты по действующим объектам генерации приняты так же по данным тарифных смет.

По новым объектам величина постоянной составляющей себестоимости производства электроэнергии (эксплуатационные затраты) определена в соответствии с «Правилами расчета составляющей цены на мощность, обеспечивающей возврат капитальных и эксплуатационных затрат» (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 13.04.2010 № 238).

Для новых блоков Мутновской ГеоЭС эксплуатационные затраты приняты на основании данных ранее выполненных работ, по обоснованию данных объектов, с учетом перевода стоимости в текущие цены.

Топливные затраты на производство данного вида и марки (V_i) и цены тонны топлива определенного вида и марки:

$$I_{\text{топл.}} = \sum_i V_i C_{\text{топл.}}^i \quad (\text{руб./год})$$

Цена топлива определена в соответствии с отчетными данными о стоимости поставленного топлива (с учетом стоимости доставки топлива) по существующим станциям в соответствующих энергосистемах.

Количество израсходованного топлива в общем виде определяется как произведение выработанной электроэнергии и удельного расхода топлива:

$$V_i = b \cdot \mathcal{E}_{\text{выр.}}$$

Эксплуатационные затраты для электросетевых объектов в проектной практике определяются процентом от первоначальных инвестиций и равны, в соответствии с существующими нормативами по данным «Справочника по проектированию электроэнергетических систем» (под редакцией С.С Рокотяна и И.М. Шапиро, Москва 1985 г.)

- для линий электропередачи – 0,8 процента;
- для силового электрооборудования подстанций до 150 кВ – 5,9 процента;
- для силового электрооборудования подстанций 220 кВ и выше – 4,9 процента.

Результаты оценки экономических последствий от реализации инновационного варианта развития Камчатского края (расчетные прогнозные тарифы Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края с учетом перспективы до 2045 г.) представлены в таблице 14.2.

Экономически обоснованные тарифы по инновационному варианту развития генерирующих мощностей Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края с учетом перспективы до 2045 г. (руб./кВтч)

Таблица 14.2

№ п/п	Вариант	2023	2024	2025	2026	2030	2035	2040	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Инновационный	14,1	14,1	13,9	13,9	15,7	12,5	17,2	19,9

Состав генерирующего оборудования и технология работы Камчатских ТЭЦ- 2 сохраняются на существующем уровне. На Камчатской ТЭЦ-2 после достижения предельного индивидуального ресурса с учетом трех продлений предполагается замена генерирующего оборудования (№ 1 ПТ-80/100-130 и № 2 (ПТ-80/100-130) на аналогичное.

На Камчатской ТЭЦ-1 после достижения предельного индивидуального ресурса с учетом трех продлений т/а № 6 (Т-50-90) предполагается вывод из эксплуатации.

Развитие генерирующих источников энергии на основе возобновляемых энергетических ресурсов предусматривается за счет:

- в дополнение ко второй очереди Мутновской ГеоЭС, предусмотренной Целевым вариантом предлагается строительство нового энергетического блока на площадке МГеоЭС-1 к 2030 году. Планируемая установленная мощность бинарной электростанции на площадке МГеоЭС-1 составит 13 МВт, в целях увеличения мощности выработки от геотермального источника.

Динамика изменения тарифов по годам по инновационному варианту представлена на рисунке 14.1

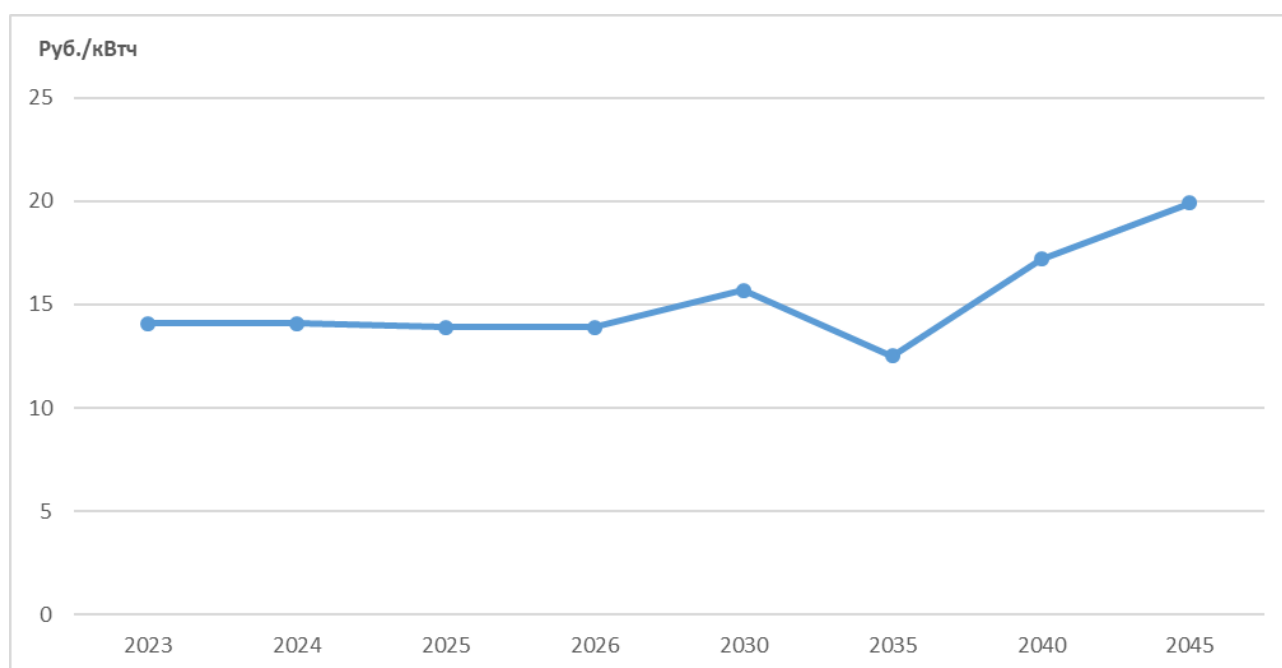


Рисунок 14.1

15. Список сокращений, используемых в тексте

АО «СО ЕЭС»	Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»
АТ	Автотрансформатор
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
АСДУ	Автоматизированная система диспетчерского управления
АИИС КУЭ	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
АОПО	Автоматика ограничения перегруза оборудования
АЛАР	Автоматика ликвидации асинхронного режима
АОСН	Автоматика ограничения снижения напряжения
В	Выключатель
ВДТ	Вольтодобавочный трансформатор
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
Вт	Ватт
ВОК	Волоконно-оптический кабель
ВОЛС	Волоконно-оптическая линия связи
Гкал/час	Гигакалория в час
ГПП	Главная понизительная подстанция
ГРЭС	Государственная районная электрическая станция
ГТУ	Газотурбинная установка
Гц	Герц
ДДТН	Длительно-допустимая токовая нагрузка
ДПМ	Договор о предоставлении мощности
ДТП	Договор на технологическое присоединение
ЕНЭС	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	Единая энергетическая система
КВЛ	Кабельно-воздушная линия электропередачи
кВт·ч	Киловатт-час
КЗ	Короткозамыкатель
КИУМ	Коэффициент использования установленной мощности
КЛ	Кабельная линия электропередачи
КОТМИ	Комплекс обработки телемеханической информации
КРУН	Комплектное распределительное устройство наружной установки
ЛЭП	Линия электропередачи
МВ	Масляный выключатель
МВА	Мегавольт-ампер (тысяча киловольт-ампер)
МВР	Генерирующий объект, мощность которого поставляется в вынужденном режиме

МВт	Мегаватт
МВт/час	Мегаватт в час
МРСК	Межрегиональная распределительная сетевая компания
ОД	Отделитель
ОИК	Оперативный измерительный комплекс
ОМП	Определение места повреждения
ОРЭМ	Оптовый рынок электрической энергии и мощности
отп.	Отпайка (отпайки) линии электропередачи
ОЭС	Объединенная энергетическая система
ПА	Противоаварийная автоматика
ПБВ	Переключатель регулирования напряжения трансформатора без возбуждения
ПГУ	Парогазовая установка
ПП	Переключательный пункт
ПС	Электрическая подстанция
ПТУ	Паротурбинная установка
РАС	Система регистрации аварийных событий
РДУ	Региональное диспетчерское управление
РДП	Районный диспетчерский пункт
РЗА	Релейная защита и электроавтоматика
РПН	Переключатель регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой
РУ	Распределительное устройство
РЭС	Район электрических сетей
СВМ	Схема выдачи мощности
СКРМ	Средство компенсации реактивной мощности
ССПИ	Система сбора и передачи информации
СШ	Система шин
ТГ	Турбогенератор
ТН	Трансформатор напряжения
ТП	Технологическое присоединение
ТСО	Территориальная сетевая организация
ТТ	Трансформатор тока
ТУ	Технические условия
тут	Тонна условного топлива
ТЭ	Тепловая энергия
ТЭК	Топливо-энергетический комплекс
ТЭС	Тепловая электростанция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль (теплофикационная электростанция)
ТЭЦ-ПВС	Теплоэлектроцентраль – паровоздуховая станция
ШР	Шунтирующий реактор
ЦУС	Центр управления сетями
ЭВ	Элегазовый выключатель

Объекты тепловой генерации в Камчатском крае по состоянию на 01.01.2023 года

Таблица 1

№ п/п	Наименование объекта тепловой генерации	Населенный пункт	Тепловая мощность, Гкал/ч	Электрическая мощность, кВт	Тип используемых установок	Год ввода	Собственник
1	2	3	4	5	6	7	8
ПАО «Камчатскэнерго»							
1.	Камчатская ТЭЦ-1	г. Петропавловск-Камчатский	289	204	Турбоагрегаты: Т-50-90, К-50-90-4, Р-44-9,0/1,2, ПТ-25-90/10М, ЛМЗ, РОУ	1970; 1977	ПАО «Камчатскэнерго»
2.	Камчатская ТЭЦ-2	г. Петропавловск-Камчатский	360	160	Турбоагрегаты: ПТ-80/100-130/13, ЛМЗ, РОУ	1985; 1987	ПАО «Камчатскэнерго»
3.	Котельная № 43 «Чубарова»	г. Петропавловск-Камчатский	16,30	-	Паровой (ДКВР-10/13)	2013; 2020	Договор аренды
4.	Котельная № 37 «Психдиспансер»	г. Петропавловск-Камчатский	1,30	-	Водогрейный (Ломакина)	2014; 2022	Договор аренды
5.	Котельная № 40 «КМП»	г. Петропавловск-Камчатский	7,50	-	Водогрейный (ТВГ-2,5)	2018 - 2020	Договор аренды
6.	Котельная № 50 «101 квартал»	г. Петропавловск-Камчатский	10,52	-	Паровой (ДКВР-4/13)	2004; 2020	Договор аренды
7.	Котельная № 62 «103 квартал»	г. Петропавловск-Камчатский	15,00	-	Водогрейный (ТВГ-4)	2008; 2010	Договор аренды
8.	Котельная № 52 «108 квартал»	г. Петропавловск-Камчатский	11,84	-	Паровой (ДКВР-4/13)	2004; 2007	Договор аренды
9.	Котельная № 44 «Ватутина»	г. Петропавловск-Камчатский	11,59 5,10	-	Паровой (ДКВР-10/13); Паровой (КЕ-10/14)	2005; 2020	Договор аренды
10.	Котельная № 4 «Топоркова»	г. Петропавловск-Камчатский	3,10	-	Водогрейный (Buderus Logano SK745-1200)	2014	ПАО «Камчатскэнерго»
11.	Котельная № 12 «Сероглазка»	г. Петропавловск-Камчатский	17,19	-	Паровой (ДКВР-10/13)	1979; 2013	Договор аренды
12.	Котельная № 7 «Энергопоезд» РЕЗЕРВ	г. Петропавловск-Камчатский	2,80	-	Паровой (ЭП-152)	1958	Договор аренды

1	2	3	4	5	6	7	8
13.	Котельная № 13 «Электрокотельная»	г. Петропавловск- Камчатский	0,32	-	Водогрейный (ТЕРМАНИК-125)	2020	ПАО «Камчатскэнерго»
14.	Котельная № 34 «Электрокотельная»	г. Петропавловск- Камчатский	0,86	-	Водогрейный (КЭВ 250/4)	1996	Договор аренды
15.	Котельная № 45 «Владивостокская»	г. Петропавловск- Камчатский	7,50	-	Водогрейный (ТВГ-4)	2005; 2016	Договор аренды
16.	Котельная № 46 «Школа,18»	г. Петропавловск- Камчатский	5,00	-	Водогрейный (ТВГ-2,5)	2005; 2020	Договор аренды
17.	Котельная № 42 «Заозерная»	г. Петропавловск- Камчатский	1,80 2,50	-	Водогрейный (Ломакина) Водогрейный (ТВГ-2,5)	2000; 2021	Договор аренды
18.	Котельная № 56 «с/з Дальний (Петропавловский)»	г. Петропавловск- Камчатский	3,75 1,80	-	Водогрейный (ТВГ-4); Водогрейный (Ломакина)	2001; 2016	Договор аренды
19.	Котельная № 16 «Долиновка»	г. Петропавловск- Камчатский	3,00	-	Водогрейный (НР-18)	2008; 2021	Договор аренды
20.	Котельная № 14 «Халактырка»	г. Петропавловск- Камчатский	0,80	-	Водогрейный (Ломакина)	2007	Договор аренды
21.	Котельная № 17 «Чапаевка»	г. Петропавловск- Камчатский	1,20 1,50	-	Водогрейный (Ломакина); Водогрейный (КВр-1,74)	2007; 2016	Договор аренды
22.	Котельная № 26 «п. Тундровый»	г. Петропавловск- Камчатский	1,20	-	Водогрейный (Ломакина)	2009	Договор аренды
23.	Котельная № 25 «п. Нагорный»	г. Петропавловск- Камчатский	0,80 0,90	-	Водогрейный (Ломакина); Водогрейный (НР-18)	2004; 2019	Договор аренды
24.	Котельная № 18 «Завойко»	г. Петропавловск- Камчатский	25,67	-	Паровой (ДКВР-10/13); Паровой (ДКВР-10/23)	1975; 2020	Договор аренды
25.	Котельная № 1 (Газ, мазут)	г. Петропавловск- Камчатский	11,38 42,72 38,48	-	Паровой (ДКВР-20/13); Паровой (ДЕ-25/14) Паровой (HWA SEONG HSZ150GD)	1974 1982 2013	Концессионное соглашение
26.	Котельная № 2 «КГТУ»	г. Петропавловск- Камчатский	5,10	-	Паровой (ДКВР-4/13)	1978	Договор аренды
27.	Котельная № 3 «Моховая»	г. Петропавловск- Камчатский	19,47 12,98	-	Паровой (ДКВР-10/13); Паровой (ДЕ-10/14)	1982 2019	Договор аренды

1	2	3	4	5	6	7	8
28.	Котельная № 5 «Школа 37»	г. Петропавловск-Камчатский	0,20 0,30	-	Водогрейный (КВр-0,63); АВП-Нп-08-175 кВт	2015 2022	Договор аренды
29.	Котельная № 6 «Авача»	г. Петропавловск-Камчатский	2,58	-	Водогрейный (ТВГУ-2)	2007 2021	Договор аренды
30.	Котельная № 22 «20 км» п.Нагорный	Новоавачинское сельское поселение	1,08 3,00	-	2 x Водогрейный (КВр- 1,75 КВ)	2020	Концессионное соглашение
31.	Котельная № 24 п.Новый	Новоавачинское сельское поселение	2,40	-	Водогрейный (Ломакина)	2012 2020	Концессионное соглашение
32.	Котельная № 1 РЕЗЕРВ	г. Елизово	2,56 8,40	-	Паровой (ДКВР-4/13); Паровой (КЕ-6,5/14с)	2003 1988	Концессионное соглашение
33.	Котельная № 2 РЕЗЕРВ	г. Елизово	6,40 6,50 6,50	-	Паровой (КЕ-10/14); Паровой (КЕ-10/14); Паровой (ДЕ-10/14)	2008 2014	Концессионное соглашение
34.	Газовая котельная № 2 (нагрузки кот. 1-3)	г. Елизово	41,27	-	Водогрейный (Термотехник ТТ 100-01)	2017	Концессионное соглашение
35.	Котельная № 3 РЕЗЕРВ	г. Елизово	0,80 1,00 0,80	-	Водогрейный (КВр-1,16); Водогрейный (КВр-1,74); Водогрейный (ТВГУ-2)	2004 2018	Концессионное соглашение
36.	Котельная № 4 РЕЗЕРВ	г. Елизово	7,76 2,56 4,20 4,20	-	2 x Водогрейный (ДКВР- 4/13); Водогрейный (КЕ- 6,5/14); Водогрейный (ДКВР-6,5/13)	1974 2012	Концессионное соглашение
37.	Газовая котельная № 4 (нагрузки кот. 4, 10)	г. Елизово	30,95	-	Водогрейный (Термотехник ТТ 100-01)	2018	Концессионное соглашение
38.	Котельная № 6	г. Елизово	1,28 17,50	-	Паровой (Е-1/9); Водогрейный (ТВГ-4)	1994 2021	Концессионное соглашение
39.	Котельная № 7	г. Елизово	4,00 1,60	-	Паровой (Митланд); Водогрейный (Магденбург)	1946	Концессионное соглашение
40.	Котельная № 8	г. Елизово	0,40 0,80 0,70 0,35	-	Водогрейный (Универсал-6); Водогрейный (ТВГУ-2); Водогрейный (КВХ 1);	1988 2020	Концессионное соглашение

1	2	3	4	5	6	7	8
			0,35		Водогрейный (КВХ 2); Водогрейный (КВр-1)		
41.	Котельная № 9	г. Елизово	3,00 4,00 1,28	-	Паровой (Е-1/9); Водогрейный (ТВГ-1,5); Водогрейный (ТВГ-2,5)	1984 2021	Концессионное соглашение
42.	Котельная № 10 РЕЗЕРВ	г. Елизово	0,80 1,10	-	Водогрейный (ТВГУ-2); Водогрейный (КВХ 3)	2003 2008	Концессионное соглашение
43.	Котельная № 11 РЕЗЕРВ	г. Елизово	0,24 0,35	-	Водогрейный (Универсал-6); Водогрейный (КВХ 1)	1968 2008	Концессионное соглашение
44.	Котельная № 11 «Электрокотельная»	г. Елизово	0,08	-	ZOTA LUX	2021	ПАО «Камчатскэнерго»
45.	Котельная № 12	г. Елизово	0,70 1,00 0,70 1,00	-	Водогрейный (Ломакина); Водогрейный (КВХ 3); Водогрейный (КВХ 2); Водогрейный (КВр-1,16)	2007 2008 2013 2021	Концессионное соглашение
46.	Котельная № 13	г. Елизово	2,10	-	Водогрейный (КВХ 1)	2005 2015	Концессионное соглашение
47.	Котельная № 14	г. Елизово	1,20 1,08	-	Водогрейный (Е1/9); Водогрейный (КВр-0,63)	1986 2016	Концессионное соглашение
48.	Котельная № 15 РЕЗЕРВ	г. Елизово	1,05 1,05	-	Водогрейный (2xКВХ 1)	2013 2006	Концессионное соглашение
49.	Котельная № 16	г. Елизово	0,76 0,38	-	Водогрейный (Универсал-6); АВП-Нп-14-225	2018 2022	Концессионное соглашение
50.	Котельная № 17	г. Елизово	2,00 1,40 1,00	-	3 x Водогрейный (КВр-1,16)	2012- 2021	Концессионное соглашение
51.	Котельная № 18	г. Елизово	8,40 2,60	-	Водогрейный (КЕ-6,5/14); Водогрейный (ДКВР-4/13)	1979 2018	Концессионное соглашение
52.	Котельная № 20	г. Елизово	3,20 1,00	-	Водогрейный (ТВГУ-2); Водогрейный (КВр-1,16);	2003- 2021	Концессионное соглашение

1	2	3	4	5	6	7	8
53.	Котельная № 21	г. Елизово	3,80 0,80 0,55	-	Водогрейный (Судовой) Водогрейный (ТВГУ-2) Водогрейный (КВХ 3)	1953- 2007	Концессионное соглашение
54.	Котельная № 22	г. Елизово	2,75 1,20	-	Водогрейный (КВХ 3) Водогрейный (КВр-1,74)	2007- 2020	Концессионное соглашение
55.	Котельная № 23	г. Елизово	0,80 0,70	-	Водогрейный (ТВГУ-2) Водогрейный (КВХ 1)	2003- 2006	Концессионное соглашение
56.	Котельная № 24	г. Елизово	0,34	-	Водогрейный (Бойлер ДКВ-OLB-2000RD-R)	2013 2014	Концессионное соглашение
57.	Котельная № 25	г. Елизово	0,55 0,80 1,00 0,55	-	2 x Водогрейный (КВХ 3) Водогрейный (КВр- 1,16) Водогрейный (КВм-1)	2010- 2020	Концессионное соглашение
58.	Котельная № 26	г. Елизово	2,40 2,00 1,20	-	Водогрейный (ТВГУ-2) Водогрейный (КВр-1,74) Водогрейный (КВр-1,16)	2004- 2019	Концессионное соглашение
59.	Котельная № 27	г. Елизово	2,40 1,64 1,05	-	Водогрейный (ТВГУ-2) Водогрейный (КВр-1,16) Водогрейный (КВр-1,74)	2004- 2018	Концессионное соглашение
60.	Котельная № 28 на ГВС	г. Елизово	2,20	-	Водогрейный (КВХ 3)	2008- 2021	Концессионное соглашение
61.	Котельная № 29	г. Елизово	0,30	-	Водогрейный (Бойлер ДКВ-OLB-2000RD-R)	2006 2014	Концессионное соглашение
62.	Котельная № 20 на ГВС	г. Елизово	1,10	-	Водогрейный (КВХ 3)	2007	Концессионное соглашение
63.	Котельная «Аэропорт»	г. Елизово	19,20	-	Паровой (КЕ-10/14с) Водогрейный (КЕ- 10/14с)	2019 2022	Концессионное соглашение
64.	Котельная № 1 п. Раздольный	Раздольненское сельское поселение	7,80 4,20	-	Водогрейный (ДКВР-4/13) Водогрейный (КЕ-6,5/14)	1992 2015 2017	Концессионное соглашение
65.	Котельная № 2 п. Раздольный	Раздольненское сельское поселение	0,70	-	Водогрейный (Ломакина)	1994	Концессионное соглашение

1	2	3	4	5	6	7	8
66.	Котельная № 1 п. Лесной	Новолесновское сельское поселение	3,00 1,50		Водогрейный (КВр-1,16) Водогрейный (КВр-1,74)	2017- 2021	Концессионное соглашение
АО «Камчатэнергосервис»							
1.	г.Вилючинск, ж/р Приморский, «Центральная» (ул. Приморская, 19)	Вилючинский городской округ	51,20		Котлы паровые: ДКВР-10/13 ДКВР-10/13 ДКВР-10/13 ДКВР-10/13 ДКВР-10/13 ДКВР-10/13 ДКВР-10/13	1972 1972 1973 2020 1974 1984 1984	муницип. муницип. муницип. муницип. муницип. муницип. муницип.
2.	г.Вилючинск, ж/р Рыбачий, «Центральная» (ул. Вилкова, 15)	Вилючинский городской округ	56,00		Котлы паровые: ДЕ-25-14ГМ ДЕ-25-14ГМ ДЕ-25-14ГМ ДЕ-25-14ГМ	1985 1985 2020 1994	муницип. муницип. муницип. муницип.
3.	г.Вилючинск, Владивостокская 4, «Автономная»	Вилючинский городской округ	0,70		Котлы водогрейные: OLB-2000RD OLB-2000RD	2016 2017	муницип. муницип.
4.	с. Мильково, «Центральная №1» (ул.Партизанская, 33а)	с. Мильково	7,65		Котлы водогрейные: КВБр-1,45ТТ КВр-1,74 КВБр-1,45ТТ КВБр-1,45ТТ ТВГУ-2 КВБр-1,45ТТ ТВГУ-2 ТВГУ-2	2020 2008 2019 2019 2003 2019 2006 2006	муницип. муницип. муницип. муницип. муницип. муницип. муницип. муницип.
5.	с. Мильково, «ДКВР №4» (ул. Лесная, 7)	с. Мильково	18,753		Котлы паровые: КЕ-10-14-С КЕ-10-14-С КЕ-10-14-С	2018 2019 2020	муницип. муницип. муницип.
6.	с. Мильково, «МПРЭО №5» (ул. Советская, 48)	с. Мильково	4,15		Котлы водогрейные: КВ-1,5р	2019	муницип.

1	2	3	4	5	6	7	8
					КВБр-1,45ТТ ТВГУ-2 ТВГУ-2	2019 2006 2006	муницип. муницип. муницип.
7.	с. Мильково, «Мелиорация №8» (ул. Полевая, 1а)	с. Мильково	5,25		Котлы водогрейные: КВБр-1,45ТТ КВБр-1,45ТТ КВм-1,16 КВм-1,16	2019 2019 2009 2009	муницип. муницип. муницип. муницип.
8.	с. Мильково, «РТПХС №9» (ул.Строительная, 15а)	с. Мильково	9,07		Котлы паровые: ДКВР-4/13 ДКВР-4/13 КЕ-6,5/14	1985 2020 2019	муницип. муницип. муницип.
9.	с. Мильково, «ДРСУ №10» (ул. Комарова, 1)	с. Мильково	1,742		Котлы водогрейные: Ломакина Братск-М Братск-М Братск-М Ломакина	2003 1996 1996 1996 2003	муницип. муницип. муницип. муницип. муницип.
10.	с. Мильково, «Агинская №15» (ул.Агинская, 12)	с. Мильково	0,40		Котлы водогрейные: Ломакина Ломакина	1989 1989	муницип. муницип.
11.	с.Пущино №14 (ул. Центральная, 15а)	с.Пущино	0,33		Котлы водогрейные: Ломакина	2016	муницип.
12.	Шаромы №6 (ул. Зеленая, 1)	с.Шаромы	8,13		Котлы паровые: КЕ-6,5/14 КЕ-6,5/14	2018 2019	муницип. муницип.
13.	с.Усть-Большерецк, «Центральная» (ул.Бочкарева,7)	с.Усть-Большерецк	12,60		Котлы паровые: КЕ-6,5/14 КЕ-6,5/14 КЕ-6,5/14	2020 2016 2008	муницип. муницип. муницип.
14.	п.Октябрьский, «Центральная» (ул. Комсомольская, 18)	п.Октябрьский	10,96		Котлы паровые: ДКВР-4/13 ДКВР-6,5/13	1978 2016	муницип. муницип.

1	2	3	4	5	6	7	8
					ДКВР-6,5/13	2012	муницип.
15.	с.Кавалеровское «Центральная» (ул.Строительная, 8)	с.Кавалеровское	5,25		Котлы водогрейные: КВрм-1,74 КВБр-1,45 КВР-1,45 КВБр-1,45	2014 2019 2020 2019	муницип. муницип. муницип. муницип.
16.	с.Апача, «Центральная» (ул.Строительная,1)	с.Апача	4,60		Котлы водогрейные: КВ-1,86 КВРм-1,74 КВр-1,45	2015 2014 2015	муницип. муницип. муницип.
17.	ДРП Апача, «Центральная», (ул.Дорожная,1)	с.Апача	0,90		Котлы водогрейные: КВр-0,65 Судовой жаротрубный	2019 1975	муницип. муницип.
18.	Котельная № 1 п. Николаевка	Николаевское сельское поселение	11,03		Паровой (КЕ-6,5/14со) Паровой (ДКВР-6,5/13)	1986	муницип.
19.	Котельная № 2 п. Сосновка	Николаевское сельское поселение	4,05	-	Водогрейный (Ломакина) Водогрейный (КВр-1,74)	1973	муницип.
20.	Котельная п. Дальний	п. Дальний	0,95	-	Водогрейный (Ломакина)	2012 2020	муницип.
21.	Котельная п. Сокоч	п. Сокоч	3,80	-	Водогрейный (Ломакина) Водогрейный (Универсал-6)	1970	муницип.
22.	6-К-КЖТ № 1	п. Ключи	2,92	-	Водогрейный (Зиосаб 1000); Водогрейный (Bisoh 1400)	2003	муницип.
23.	6-К-КЖТ № 2	п. Ключи	0,64	-	Водогрейный (Зиосаб 250); Водогрейный (Зиосаб 500)	2003	муницип.

1	2	3	4	5	6	7	8
24.	6-К-КЖТ № 3	п. Ключи	0,64	-	Водогрейный (Зиосаб 250); Водогрейный (Temron WL650)	2004	муницип.
25.	6-К-КЖТ № 4	п. Ключи	0,10	-	Водогрейный (Navien LST-60KRN); Водогрейный (Navien LFA-30k)	2004	муницип.
26.	6-К-КЖТ № 5	п. Ключи	0,08	-	Водогрейный (Navien LFA-30k); Водогрейный (Navien LFA-60k)	2010	муницип.
27.	6-К-КТТ № 12	п. Ключи	1,46	-	Водогрейный (Энергия М); Водогрейный (КВБр-0,63-95)	1976	муницип.
28.	6-К-КТТ № 1	п. Ключи	2,99	-	Водогрейный (КВБр-1,16); Водогрейный (КВБр-0,93); Водогрейный (Энергия М)	1996	муницип.
29.	6-К-КТТ № 2	п. Ключи	2,38	-	Водогрейный (Энергия М)	2008	муницип.
30.	6-К-КТТ № 3	п. Ключи	0,90	-	Водогрейный (Универсал-6)	1979	муницип.
31.	6-К-КТТ № 5	п. Ключи	3,20	-	Водогрейный (ДКВр-2,5-13); Водогрейный (ДКВр-4-13);	1982	муницип.
32.	6-К-КТТ № 6	п. Ключи	2,59	-	Водогрейный (Энергия М); Водогрейный (КВБр-0,93)	1973	муницип.
33.	6-К-КТТ № 10	п. Ключи	0,90	-	Водогрейный (Универсал-6)	1990	муницип.
34.	6-К-КТТ № 11	п. Ключи	3,62	-	2 x Водогрейный (КВБр-1,16); Водогрейный (КВБр-1,45)	1987	муницип.

1	2	3	4	5	6	7	8
35.	6-К-КТТ № 8	п. Ключи	0,90	-	Водогрейный (Универсал-6)	1982	муницип.
АО «Южные электрические сети Камчатки»							
1.	Котельная «Центральная»	с. Никольское	6,10	-	Квр 1,86К – 1,74	1971	Администрация Алеутского МО
2.	Котельная «Школьная»	с. Никольское	3,00	-	Квр 1,16	1963	Администрация Алеутского МО
3.	Котельная	с. Атласово	1,62	-	Квр 0,63	1986	Администрация Атласовского СП
4.	Котельная	с. Долиновка	1,62	-	Квр 0,63	1986	Администрация Мильковского СП
5.	Котельная № 1	с.Тигиль	1,20	-	Ломакин	1967	Администрация Тигильского МР
6.	Котельная № 2	с. Тигиль	2,40	-	Ломакин	1970	Администрация Тигильского МР
7.	Котельная № 4	с. Тигиль	7,20	-	КЕВ 4/14	1987	Администрация Тигильского МР
8.	Центральная котельная	с. Седанка	1,68	-	Ломакин	1979	Администрация СП «с. Седанка»
9.	Центральная котельная	с. Аянка	2,57	-	Квр 0,93 – 0,63	1964	Администрация СП «с. Аянка»
10.	ТСБУ(резерв)	с. Аянка	0,14	-	Китурами 0,07	2003	Администрация СП «с. Аянка»
11.	Центральная котельная	с. Слаутное	5,34	-	Квр 0,93	1975	Администрация СП «с. Слаутное»
12.	ТСБУ(резерв)	с. Слаутное	0,21	-	КДВ 700	2003	Администрация СП «с. Слаутное»
13.	ТСБУ № 1	с. Таловка	0,27	-	Steel-155	1999	Администрация СП «с. Таловка»
14.	ТСБУ № 2	с. Таловка	0,10	-	OLB 500	2015	Администрация СП «с. Таловка»
15.	ТСБУ № 3	с. Таловка	0,17	-	OLB 700 - 1000	2015	Администрация СП «с. Таловка»

1	2	3	4	5	6	7	8
16.	ТСБУ № 1	с. Оклан	0,07	-	OLB 700	2012	Администрация Пенжинского МР
17.	Центральная котельная	с. Манилы	9,05	-	Квр 1,16 – 1,74 – 1,8	1987	Администрация СП «с. Манилы»
18.	ТСБУ № 1	с. Манилы	0,17	-	OLB 700,Navien 1035	1976	Администрация СП «с. Манилы»
19.	ТСБУ № 2	с. Манилы	0,07	-	Steel-60	2020	Администрация СП «с. Манилы»
20.	ТСБУ № 3	с. Манилы	0,20	-	Lamborghini-120,107N	2011	Администрация СП «с. Манилы»
21.	ТСБУ № 4	с. Манилы	0,14	-	OLB 700	1999	Администрация СП «с. Манилы»
22.	ТСБУ № 1	с. Каменское	0,30	-	Lamborghini-120	2013	Администрация СП «с. Каменское»
23.	ТСБУ № 2	с. Каменское	0,30	-	Lamborghini-120	2013	Администрация СП «с. Каменское»
24.	ТСБУ № 3	с. Каменское	0,30	-	Lamborghini-120	2013	Администрация СП «с. Каменское»
25.	ТСБУ № 4	с. Каменское	0,30	-	Steel-155	2014	Администрация СП «с. Каменское»
26.	ТСБУ № 5	с. Каменское	0,30	-	Lamborghini-120	2013	Администрация СП «с. Каменское»
27.	ТСБУ № 6	с. Каменское	0,30	-	Lamborghini-120	2013	Администрация СП «с. Каменское»
28.	ТСБУ № 7	с. Каменское	0,24	-	Steel-155	2020	Администрация СП «с. Каменское»
29.	ТСБУ № 9	с. Каменское	0,40	-	Lamborghini-120	2015	Администрация СП «с. Каменское»
30.	ТСБУ № 10	с. Каменское	0,30	-	Steel-175	2020	Администрация СП «с. Каменское»
31.	ТСБУ № 12	с. Каменское	0,30	-	Lamborghini-120	2013	Администрация СП «с. Каменское»
32.	ТСБУ № 13	с. Каменское	0,30	-	Lamborghini-120	2012	Администрация СП «с. Каменское»

1	2	3	4	5	6	7	8
33.	ТСБУ № 14а	с. Каменское	0,30	-	Lamborghini-120	2012	Администрация СП «с. Каменское»
34.	ТСБУ № 15	с. Каменское	0,344	-	Lamborghini-120	2016	Администрация СП «с. Каменское»
35.	ТСБУ № 17	с. Каменское	0,20	-	Lamborghini-120	2012	Администрация СП «с. Каменское»
36.	ТСБУ № 20	с. Каменское	0,30	-	Lamborghini-120	2011	Администрация СП «с. Каменское»
37.	ТСБУ № 21	с. Каменское	0,30	-	Lamborghini-120	2012	Администрация СП «с. Каменское»
38.	ТСБУ № 22	с. Каменское	0,30	-	Lamborghini-120	2015	Администрация СП «с. Каменское»
АО «Корякэнерго»							
1.	Котельная	с. Апука	1,62	-	КВр-0,63	1969г.	МО «село Апука»
2.	Котельная	с. Пахачи	4	-	КВм-1,44; КВр-0,3	1987г.	МО «село Пахачи»
3.	Котельная	с. Ачайваям	3,74	-	КВр-0,93; КВр-0,63	1979г.	МО «село Ачайваям»
4.	Котельная №1	с. Хаилино	2,4	-	КВр-0,93	1980г.	МО «село Хаилино»
5.	Котельная №2	с. Хаилино	2,6	-	КВр-0,93; КВр-1,16	1985г.	МО «село Хаилино»
6.	МБОУ «Хаилинская средняя школа»	с. Хаилино	0,5	-	OLB-1500, OLB-2000, Navien-1500	н/д	МБОУ «Хаилинская средняя школа»
7.	с. Тиличики кот. «Школьная»	с. Тиличики	1,34	-	КВр-0,63; КВр-0,93	н/д	МО «село Тиличики»
8.	с. Тиличики кот. «Береговая»	с. Тиличики	3,2	-	КВм-0,93	н/д	МО «село Тиличики»
9.	с. Тиличики кот. «Гаражная»	с. Тиличики	2,94	-	КВр-0,63; КВр-0,93	н/д	МО «село Тиличики»
10.	с. Тиличики кот. «Совхозная»	с. Тиличики	4	-	КВр-0,93	н/д	МО «село Тиличики»
11.	с.Тиличики кот. «Совх» к. №2	с. Тиличики	6	-	КВр-1,16-95	2019г.	МО «село Тиличики»
12.	Котельная с. Тымлат	с. Тымлат	4	-	КВм-1,16	1975г.	МО «село Тымлат»
13.	У-Х. кот. № 1(ЖКО)	с. Усть-Хайрюзово	4	-	КВр-1,16	1979г.	МО «село Усть-Хайрюзово»

1	2	3	4	5	6	7	8
14.	У-Х. кот. № 2 (Больница)	с. Усть-Хайрюзово	3	-	КВр-1,16	1970г.	МО «село Усть-Хайрюзово»
15.	У-Х. кот. № 5 (Колхоз)	с. Усть-Хайрюзово	3	-	КВр-1,16	1985г.	МО «село Усть-Хайрюзово»
16.	Котельная с.Ковран	с. Ковран	1,62	-	КВр-0,63	1988г.	МО «село Ковран»
17.	с.Устьевое Кот. №7	с. п. Устьевое	2,58	-	КВА-1,0ГМ	1980г.	МО СП «Устьевое»
18.	п.Крутогоровский кот.№1	с. п. Крутогоровский	1,29	-	ЗИОСАБ 500	1979г.	МО СП «Крутогоровский»
19.	п.Крутогоровский кот.№2	с. п. Крутогоровский	0,43	-	ЗИОСАБ 250	н/д	МО СП «Крутогоровский»
20.	Школьная кот. с.Вывенка	с. Вывенка	0,3	-	OLB-1500R	н/д	МО «село Вывенка»
21.	Кот №1 п.Усть-Камчатск	п. Усть-Камчатск	2	-	KSO400	2010г.	МО «село Усть-Камчатск»
22.	Кот №2 п.Усть-Камчатск	п. Усть-Камчатск	2	-	KSO400	2010г.	МО «село Усть-Камчатск»
23.	Кот №4 п.Усть-Камчатск	п. Усть-Камчатск	2	-	KSO400	2010г.	МО «село Усть-Камчатск»
24.	Кот №5 п.Усть-Камчатск	п. Усть-Камчатск	1,2	-	KSO400	2007г.	МО «село Усть-Камчатск»
25.	Кот №6 п.Усть-Камчатск	п. Усть-Камчатск	2	-	KSO400	2007г.	МО «село Усть-Камчатск»
26.	Кот №7 п.Усть-Камчатск	п. Усть-Камчатск	1,29	-	ЗИОСАБ 500; ЗИОСАБ 1000	2007г.	МО «село Усть-Камчатск»
27.	Кот №8 п.Усть-Камчатск	п. Усть-Камчатск	1,2	-	KSO400	2009г.	МО «село Усть-Камчатск»
28.	Кот №10 п.Усть-Камчатск	п. Усть-Камчатск	1,2	-	KSO400	2011г.	МО «село Усть-Камчатск»
29.	Кот №15 п.Усть-Камчатск	п. Усть-Камчатск	0,876	-	Ellprex340	2022г.	МО «село Усть-Камчатск»
30.	Кот №17 п.Усть-Камчатск	п. Усть-Камчатск	1,29	-	Lavart 500R	2022г.	МО «село Усть-Камчатск»
31.	Кот №18 п.Усть-Камчатск	п. Усть-Камчатск	2,58	-	Lavart 1000R	2021г.	МО «село Усть-Камчатск»
32.	Кот №20 п.Усть-Камчатск	п. Усть-Камчатск	0,86	-	ЗИОСАБ 500; Temron WL-650	н/д	МО «село Усть-Камчатск»

1	2	3	4	5	6	7	8
33.	Кот №21 п.Усть-Камчатск	п. Усть-Камчатск	0,238	-	ЗИОСАБ 125; RTQ-203	2000г.	МО «село Усть-Камчатск»
34.	Кот №27 п.Усть-Камчатск	п. Усть-Камчатск	0,14	-	KSO 70R	2000г.	МО «село Усть-Камчатск»
35.	Котельная №1	с. Хаилино	2,4	-	КВр-0,93	1980г.	МО «село Хаилино»
ООО «Морошка»							
1.	Котельная № 1, 688712, ул.Речная, с. Ивашка, Карагинский район, Камчатского края,	с. Ивашка	1,75	-	Универсал 6М	1975	Администрация сельского поселения «село Ивашка»
2.	Котельная № 2, 688712, пер. Больничная, с. Ивашка, Карагинский район, Камчатского края	с. Ивашка	5,20	-	Квр-1,16	1982	Администрация сельского поселения «село Ивашка»
МУП «ТеплоЭлектроСетевая Компания»							
1.	АДТ-0,55, ул. Днепровская	г. Петропавловск-Камчатский	0,40	-	Дизельные водогрейные котлы – 2 шт.	2008	МУП «ТЭСК»
2.	ТКУэ-120, ул. Строительная, 123	г. Петропавловск-Камчатский	0,10	-	Электрические водогрейные котлы – 2 шт.	2013	МУП «ТЭСК»
3.	ТКУэ-120, ул. Строительная, 133	г. Петропавловск-Камчатский	0,10	-	Электрические водогрейные котлы – 2 шт.	2013	МУП «ТЭСК»
АО «Оссора»							
1.	Котельная «Районная»	п. Оссора	19,20	-	Котлы КЕ 10-14С	1987	АО «Оссора»
2.	Котельная «Южная»	п. Оссора	7,25	-	Котлы КВ – 1,74К	1974	АО «Оссора»
3.	Котельная «Госпромхоз»	п. Оссора	1,60	-	Котлы КВМ – 0,93М	1974	АО «Оссора»
4.	Котельная	с. Карага	3,024	-	Котлы КВр – 0,63	1965	Администрация МО СП «с. Карага»
ООО «Интэко»							

1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Мини-котельная №23	п. Усть-Камчатск	0,10	7	KSO-50	2020 2014	ООО «Интэко»
2.	Мини-котельная №24	п. Усть-Камчатск	0,10	3	KSO-50	2020	ООО «Интэко»
3.	Мини-котельная №25	п. Усть-Камчатск	0,14	2	KSO-70	2014 2019	ООО «Интэко»
4.	Мини-котельная №35	п. Усть-Камчатск	0,14	3	KSO-70	2019	ООО «Интэко»
ООО «Строй-Альянс»							
1.	Мини-котельная №9	П. Усть-Камчатск	0,4	7	KSO-200	2020	ООО «Строй-Альянс»
2.	Мини-котельная №19	П. Усть-Камчатск	0,4	13	KSO-200	2020 2019	ООО «Строй-Альянс»

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Информация о потребности в топливе на рассматриваемый перспективный период по электростанциям и котельным центрального энергоузла Камчатского края

Потребность в органическом топливе ТЭС и котельных Камчатского края для базового (умеренного) уровня электропотребления, тыс. т у.т.

Таблица 2

№ п/п	Наименование	Годы	Выработка электроэнергии, млн.кВтч	Отпуск электроэнергии, млн.кВтч	УРУТ на отпуск электроэнергии, г/кВтч	Расход топлива на отпуск электроэнергии, тыс.тут	Отпуск тепловой энергии, тыс.Гкал	УРУТ на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал	Расход топлива на отпуск тепловой энергии, тыс.тут	Потребность в топливе всего, тыс.тут	из них:			
											газ	нефтепродукты	уголь	древесина
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.	Камчатская ТЭЦ-1	2023	293,596	254,561	426,0	108,453	324,382	143,4	46,511	154,964	2,423	152,541		
		2024	296,936	257,61	425,8	109,690	324,382	143,4	46,511	156,201	0	156,201		
		2025	296,936	257,61	425,8	109,690	324,382	143,4	46,511	156,201	0	156,201		
		2026	296,936	257,61	425,8	109,690	324,382	143,4	46,511	156,201	0	156,201		
		2027	256,936	221,437	425,8	94,288	324,382	143,4	46,511	140,799	0	140,799		
2.	Камчатская ТЭЦ-2	2023	838,616	748,419	329,1	246,338	775,453	138,9	107,675	354,013	245,868	108,145		
		2024	820,788	731,369	328,9	240,581	775,453	138,9	107,675	348,256	248,291	99,965		
		2025	810,605	721,844	328,7	237,304	775,453	138,9	107,675	344,979	248,291	96,668		
		2026	810,661	721,900	328,5	237,178	775,453	138,9	107,675	344,853	248,291	96,562		
		2027	827,531	737,797	328,3	242,253	775,453	138,9	107,675	349,928	248,291	101,637		
3.	АО «Центральные ЭС»*	2023	0,534	0,530	354,7	0,188	-	-	-	0,188	-	-	-	-
		2024	0,534	0,530	354,7	0,188	-	-	-	0,188	-	-	-	-
		2025	0,534	0,530	354,7	0,188	-	-	-	0,188	-	-	-	-
		2026	0,534	0,530	354,7	0,188	-	-	-	0,188	-	-	-	-
		2027	0,534	0,530	354,7	0,188	-	-	-	0,188	-	-	-	-
4.	АО «Коммунальная энергетика»	2023	-	-	-	-	746,212	206,6	153,668	153,668	30,239	78,198	44,496	0,735
		2024	-	-	-	-	746,212	206,6	153,668	153,668	30,239	78,198	44,496	0,735
		2025	-	-	-	-	746,212	206,6	153,668	153,668	30,239	78,198	44,496	0,735

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		2026	-	-	-	-	746,212	206,6	153,668	153,668	30,239	78,198	44,496	0,735
		2027	-	-	-	-	746,212	206,6	153,668	153,668	30,239	78,198	44,496	0,735
5.	АО «ЮЭСК»	2023	122,85	120,61	371,27	44,78	79,44	22	17,48	62,26	3,62	42,96	13,45	2,23
		2024	127,99	125,66	371,27	46,65	80,08	22	17,62	64,27	4,01	44,35	13,69	2,23
		2025	129,53	127,17	371,27	47,21	80,72	22	17,76	64,97	4,01	44,83	13,91	2,23
		2026	129,53	127,17	371,27	47,21	81,36	22	17,9	65,11	4,01	44,93	13,95	2,23
		2027	129,53	127,17	371,27	47,21	81,36	22	17,9	65,11	4,01	44,93	13,95	2,23
6.	«Возобновляемая энергетика»	2023	4,371	4,268	371,8	610,930	-	-	-	610,93	-	-	-	-
		2024	4,371	4,268	371,8	610,930	-	-	-	610,93	-	-	-	-
		2025	4,371	4,268	371,8	610,930	-	-	-	610,93	-	-	-	-
		2026	4,371	4,268	371,8	610,930	-	-	-	610,93	-	-	-	-
		2027	4,371	4,268	371,8	610,930	-	-	-	610,93	-	-	-	-
7.	АО «Корякэнерго»**	2023	69,33	66,28	373,6	24,76	117,78	218	25,68	40,88	1,5	22,09	17,29	-
		2024	51,44	49,17	373,6	18,36	117,98	218	25,72	41,3	1,5	22,51	17,29	-
		2025	48,79	42,27	373,6	15,79	117,98	218	25,72	41,67	1,5	22,88	17,29	-
		2026	48,79	43,25	373,6	16,15	117,98	218	25,72	42,04	1,5	23,25	17,29	-
		2027	48,79	43,25	373,6	16,15	117,98	218	25,72	42,04	1,5	23,25	17,29	-
8.	АО «Камчатэнергосервис»	2023	-	-	-	-	349,05	229,06	87,34	87,34	0,00	36,87	44,07	6,40
		2024	-	-	-	-	348,87	193,35	87,66	87,66	2,25	36,87	42,14	6,40
		2025	-	-	-	-	348,66	180,18	88,04	88,04	2,25	39,44	42,14	4,21
		2026	-	-	-	-	348,26	173,59	91,11	91,11	2,25	44,19	42,14	2,53
		2027	-	-	-	-	348,26	170,29	89,18	89,18	2,25	43,57	42,14	1,22
9.	Прочие собственники***	2023	-	-	-	-	217,36	217,40	47,26	47,26	2,22	2,95	34,48	7,60
		2024	-	-	-	-	217,47	217,40	47,28	47,28	2,22	2,95	34,50	7,60
		2025	-	-	-	-	217,59	217,40	47,31	47,31	2,22	2,96	34,52	7,61
		2026	-	-	-	-	217,73	217,40	47,34	47,34	2,22	2,96	34,53	7,62
		2027	-	-	-	-	217,87	217,40	47,37	47,37	2,23	2,96	34,55	7,63

* вместе с ДЭС-2 Камчатской ТЭЦ-2

** без учета ДЭС-36 с.Устьевое, ДЭС-37 «Сигма», ДЭС-38 п.Озерновский и ДЭС-39 «Тревожное Заревое», снабжающих электроэнергией промышленные предприятия

***ООО «КорякТеплоСнаб», ООО «Стимул», МУП «ТЭСК» и др.

Потребность в органическом топливе ТЭС и котельных Камчатского края для оптимистичного уровня
электропотребления, тыс. т у.т.

Таблица 3

№ п/п	Наименование	Годы	Выработка электроэнергии, млн.кВтч	Отпуск электроэнергии, млн.кВтч	УРУТ на отпуск электроэнергии, г/кВтч	Расход топлива на отпуск электроэнергии, тыс.тут	Отпуск тепловой энергии, тыс.Гкал	УРУТ на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал	Расход топлива на отпуск тепловой энергии, тыс.тут	Потребность в топливе всего, тыс.тут	из них:			
											газ	нефтепродукты	уголь	древесина
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1.	Камчатская ТЭЦ-1	2023	293,596	254,561	426,0	108,453	324,382	143,4	46,511	154,964	2,423	152,541	-	-
		2024	308,275	267,288	425,9	113,838	324,382	143,4	46,511	160,349	0	160,349	-	-
		2025	308,275	267,288	425,9	113,838	324,382	143,4	46,511	160,349	0	160,349	-	-
		2026	308,275	267,288	425,9	113,838	324,382	143,4	46,511	160,349	0	160,349	-	-
		2027	268,275	227,288	425,9	96,802	324,382	143,4	46,511	143,313	0	143,313	-	-
2.	Камчатская ТЭЦ-2	2023	838,616	748,419	329,1	246,338	775,453	138,9	107,675	354,013	245,868	108,145	-	-
		2024	847,000	755,901	329,0	248,691	775,453	138,9	107,675	356,366	254,073	102,293	-	-
		2025	855,470	763,097	329,0	251,059	775,453	138,9	107,675	358,734	258,191	100,543	-	-
		2026	864,027	771,096	328,9	253,613	775,453	138,9	107,675	361,288	260,124	101,164	-	-
		2027	827,667	738,645	328,9	242,940	775,453	138,9	107,675	350,615	248,778	101,837	-	-
3.	АО «Центральные ЭС»*	2023	0,534	0,530	354,7	0,188	-	-	-	0,188	-	-	-	-
		2024	0,534	0,530	354,7	0,188	-	-	-	0,188	-	-	-	-
		2025	0,534	0,530	354,7	0,188	-	-	-	0,188	-	-	-	-
		2026	0,534	0,530	354,7	0,188	-	-	-	0,188	-	-	-	-
		2027	0,534	0,530	354,7	0,188	-	-	-	0,188	-	-	-	-
4.	АО «Коммунальная энергетика»	2023	-	-	-	-	746,212	206,6	153,668	153,668	30,239	78,198	44,496	0,735
		2024	-	-	-	-	746,212	206,6	153,668	153,668	30,239	78,198	44,496	0,735
		2025	-	-	-	-	746,212	206,6	153,668	153,668	30,239	78,198	44,496	0,735
		2026	-	-	-	-	746,212	206,6	153,668	153,668	30,239	78,198	44,496	0,735
		2027	-	-	-	-	746,212	206,6	153,668	153,668	30,239	78,198	44,496	0,735
5.	АО «ЮЭСК»	2023	122,85	120,61	371,27	44,78	79,44	22	17,48	62,26	3,62	42,96	13,45	2,23
		2024	127,99	125,66	371,27	46,65	80,08	22	17,62	64,27	4,01	44,35	13,69	2,23

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
		2025	129,53	127,17	371,27	47,21	80,72	22	17,76	64,97	4,01	44,83	13,91	2,23
		2026	129,53	127,17	371,27	47,21	81,36	22	17,9	65,11	4,01	44,93	13,95	2,23
		2027	129,53	127,17	371,27	47,21	81,36	22	17,9	65,11	4,01	44,93	13,95	2,23
6.	«Возобновляемая энергетика»	2023	4,371	4,268	371,8	610,93	-	-	-	610,93	-	-	-	-
		2024	4,371	4,268	371,8	610,93	-	-	-	610,93	-	-	-	-
		2025	4,371	4,268	371,8	610,93	-	-	-	610,93	-	-	-	-
		2026	4,371	4,268	371,8	610,93	-	-	-	610,93	-	-	-	-
		2027	4,371	4,268	371,8	610,93	-	-	-	610,93	-	-	-	-
7.	АО «Корякэнерго»**	2023	41,22	39,29	377,28	14,82	117,42	218	25,6	40,42	1,5	21,63	17,29	-
		2024	42,28	40,3	377,28	15,2	117,78	218	25,68	40,88	1,5	22,09	17,29	-
		2025	43,33	41,3	377,28	15,58	117,98	218	25,72	41,3	1,5	22,51	17,29	-
		2026	44,35	42,27	377,28	15,95	117,98	218	25,72	41,67	1,5	22,88	17,29	-
		2027	45,38	43,25	377,28	16,32	117,98	218	25,72	42,04	1,5	23,25	17,29	-
8.	АО «Камчатэнергосервис»	2023	-	-	-	-	349,05	229,06	87,34	87,34	0,00	36,87	44,07	6,40
		2024	-	-	-	-	348,87	193,35	87,66	87,66	2,25	36,87	42,14	6,40
		2025	-	-	-	-	348,66	180,18	88,04	88,04	2,25	39,44	42,14	4,21
		2026	-	-	-	-	348,26	173,59	91,11	91,11	2,25	44,19	42,14	2,53
		2027	-	-	-	-	348,26	170,29	89,18	89,18	2,25	43,57	42,14	1,22
9.	Прочие собственники***	2023	-	-	-	-	217,36	217,40	47,26	47,26	2,22	2,95	34,48	7,60
		2024	-	-	-	-	217,47	217,40	47,28	47,28	2,22	2,95	34,50	7,60
		2025	-	-	-	-	217,59	217,40	47,31	47,31	2,22	2,96	34,52	7,61
		2026	-	-	-	-	217,73	217,40	47,34	47,34	2,22	2,96	34,53	7,62
		2027	-	-	-	-	217,87	217,40	47,37	47,37	2,23	2,96	34,55	7,63

* вместе с ДЭС-2 Камчатской ТЭЦ-2

** без учета ДЭС-36 с.Устьевое, ДЭС-37 «Сигма», ДЭС-38 п.Озерновский и ДЭС-39 «Тревожное Зареве», снабжающих электроэнергией промышленные предприятия

***ООО «КорякТеплоСнаб», ООО «Стимул», МУП «ТЭСК» и др.

Результаты расчетов режимов работы электрической сети 35 кВ и выше
Центрального энергоузла Камчатского края в нормальной схеме
в графическом виде

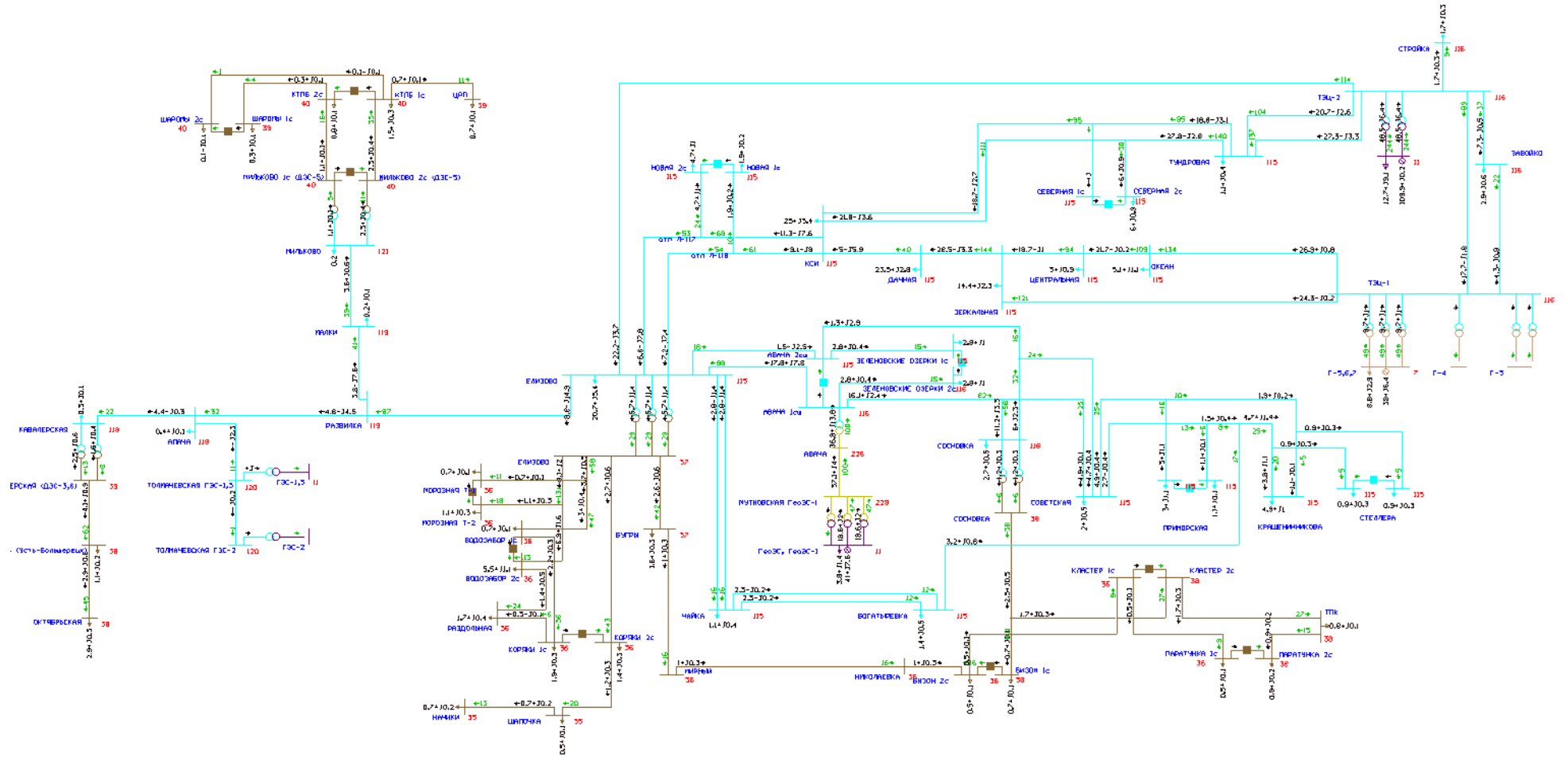


Рисунок 3.1

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим зимнего максимального потребления мощности 2023 год. Базовый вариант

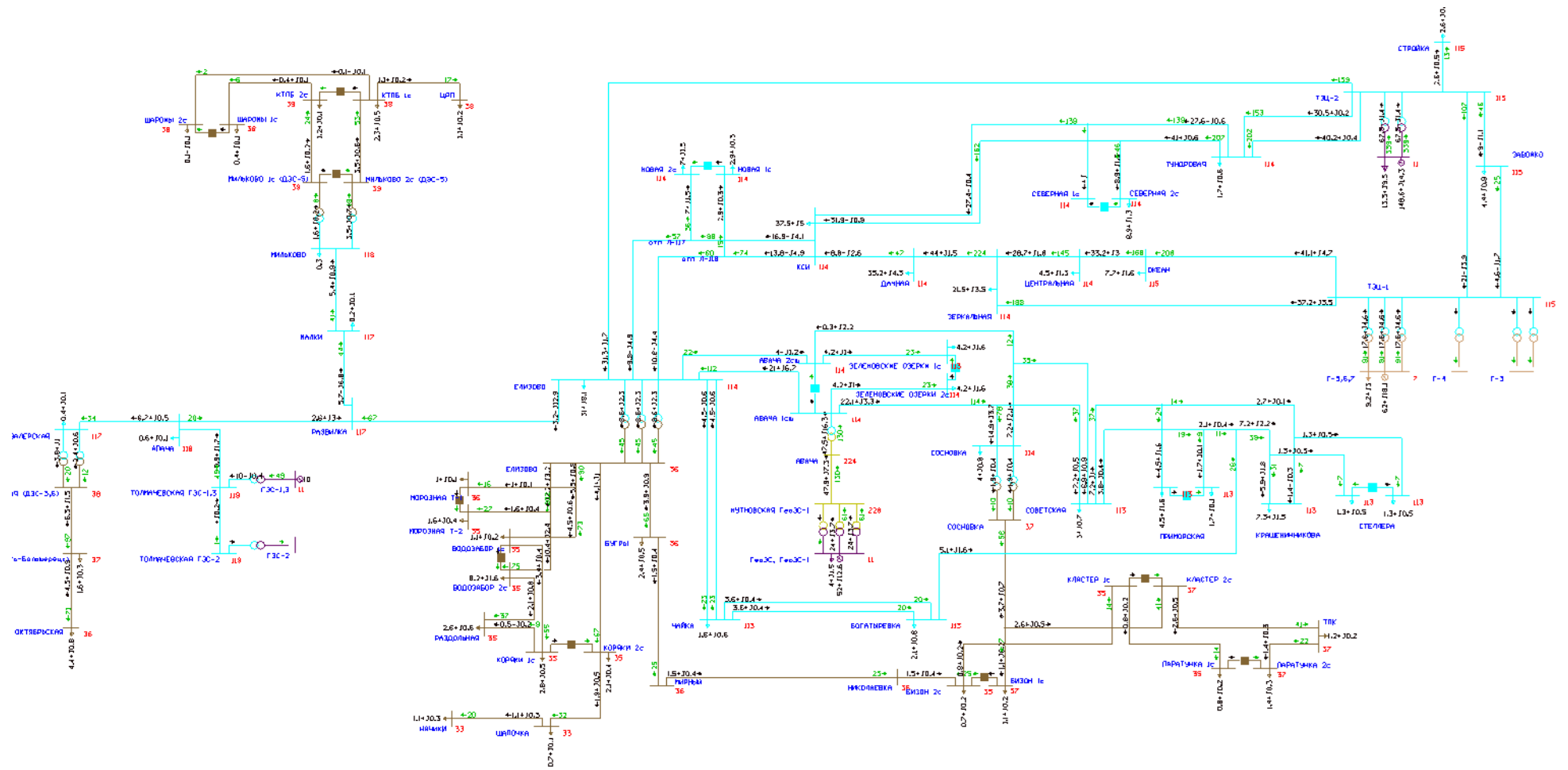


Рисунок 3.2

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим зимних минимальных нагрузок 2023 год. Базовый вариант

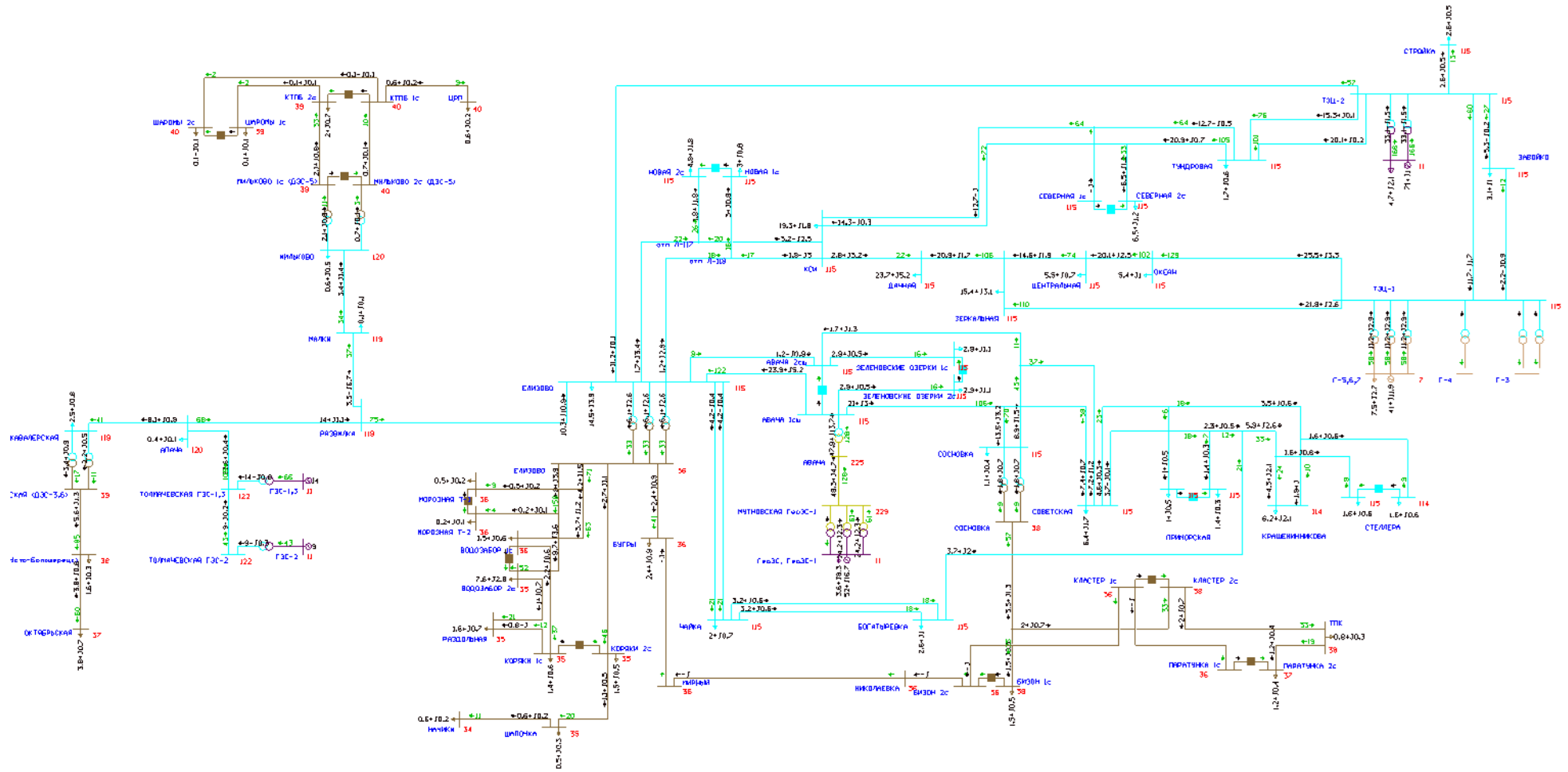


Рисунок 3.3

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.

Режим летнего максимального потребления мощности 2023 год. Базовый вариант

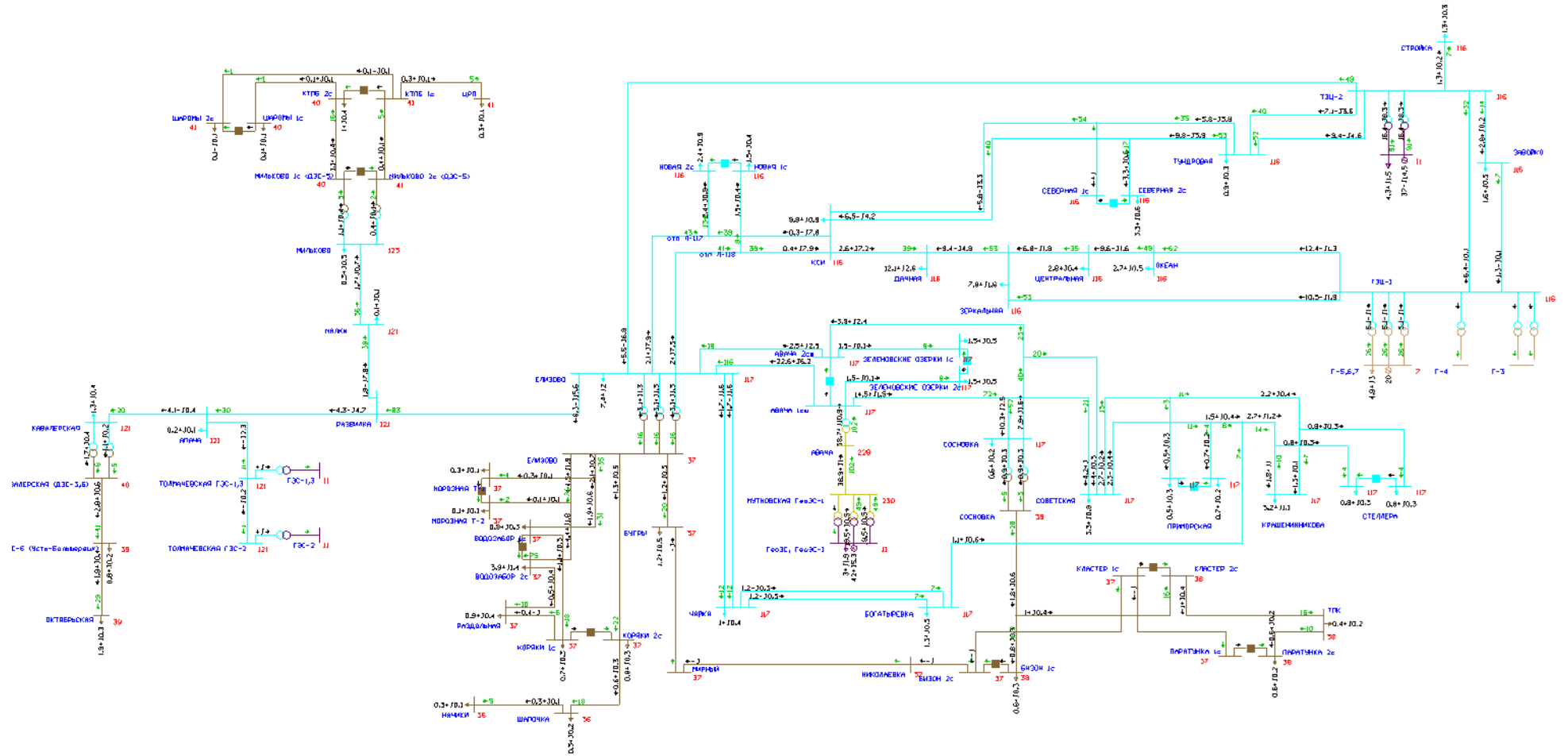


Рисунок 3.4

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.

Режим летних минимальных нагрузок 2023 год. Базовый вариант

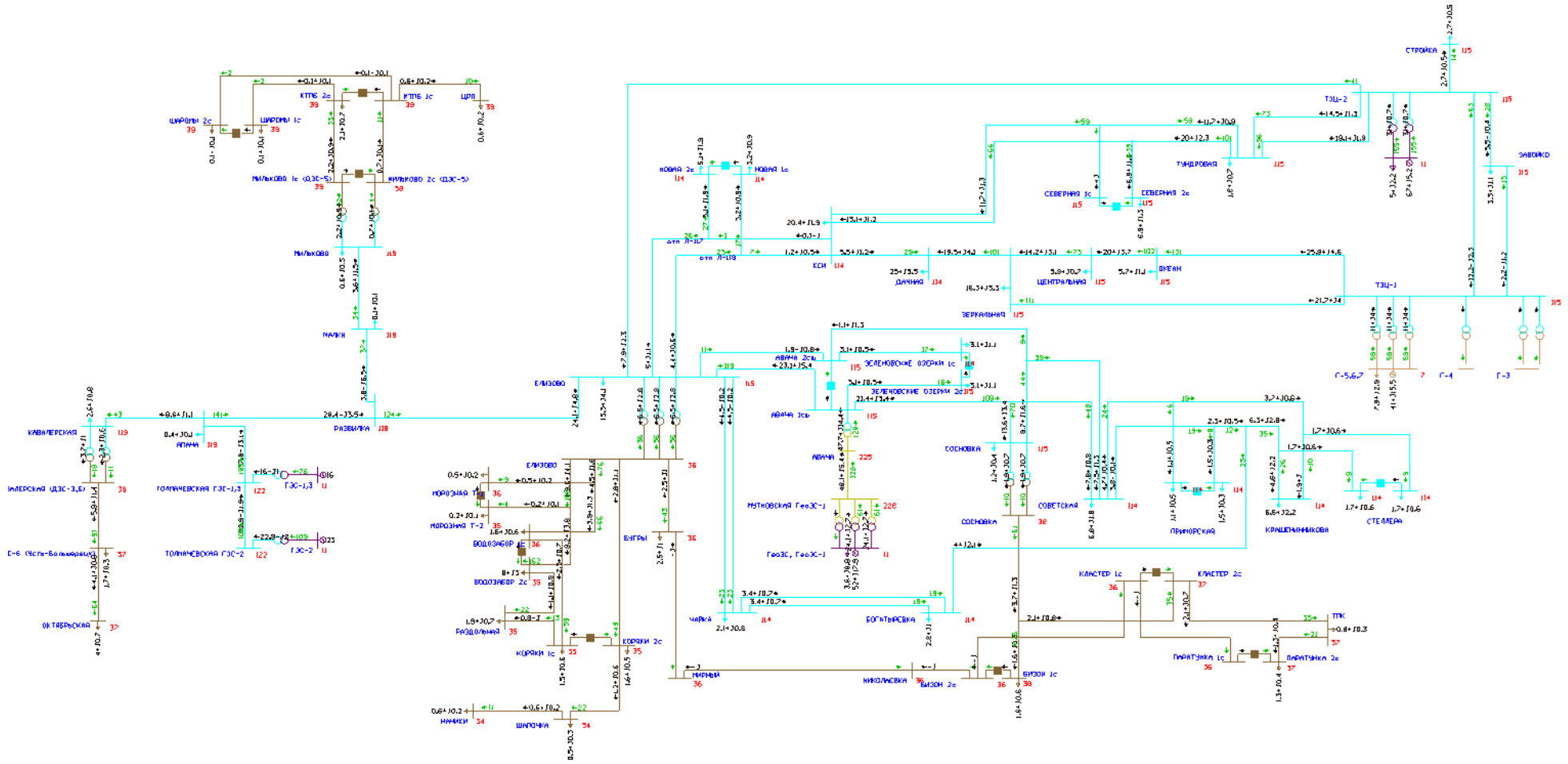


Рисунок 3.5

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.

Режим паводка 2023 год. Базовый вариант

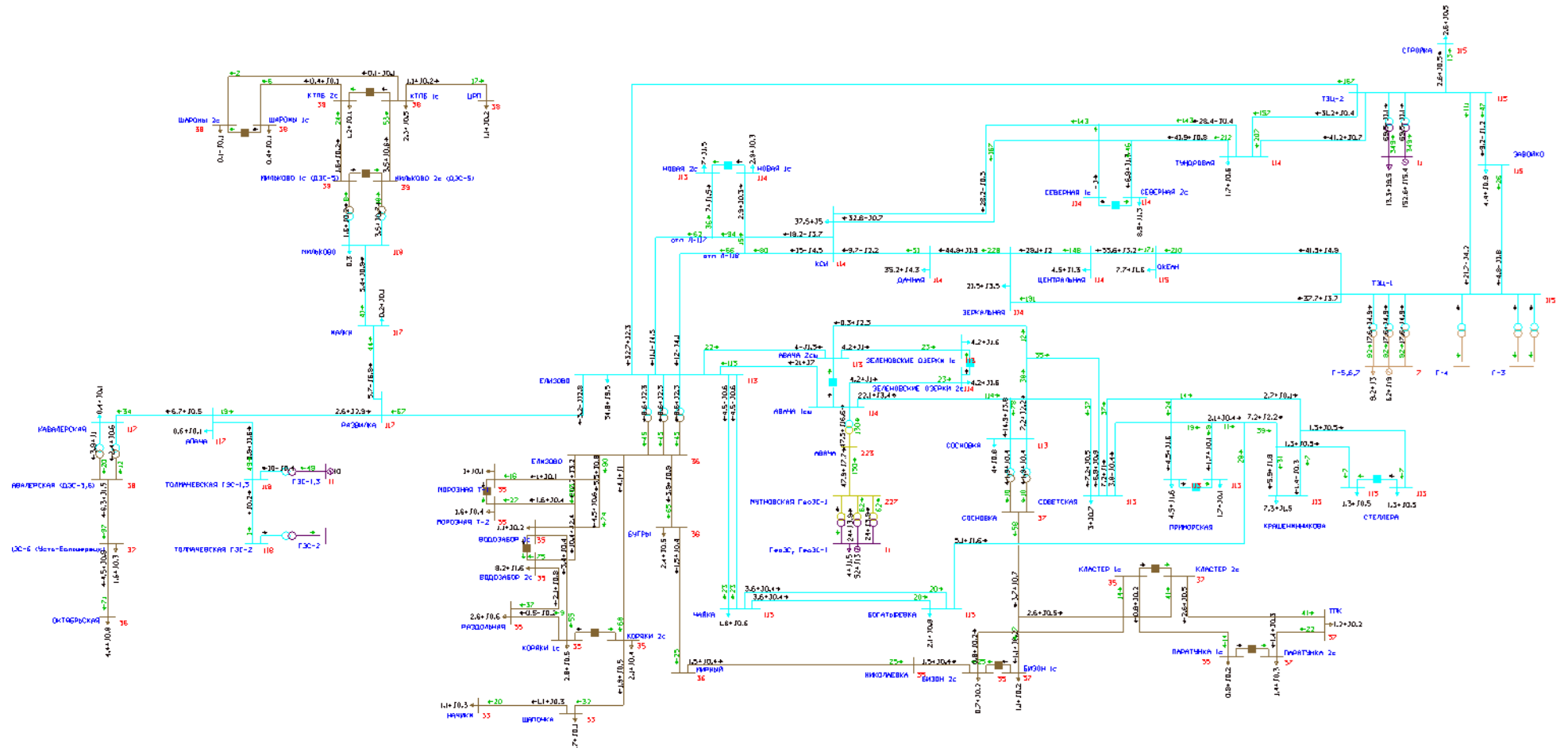


Рисунок 3.6

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.

Режим зимнего максимального потребления мощности 2024 год. Базовый вариант

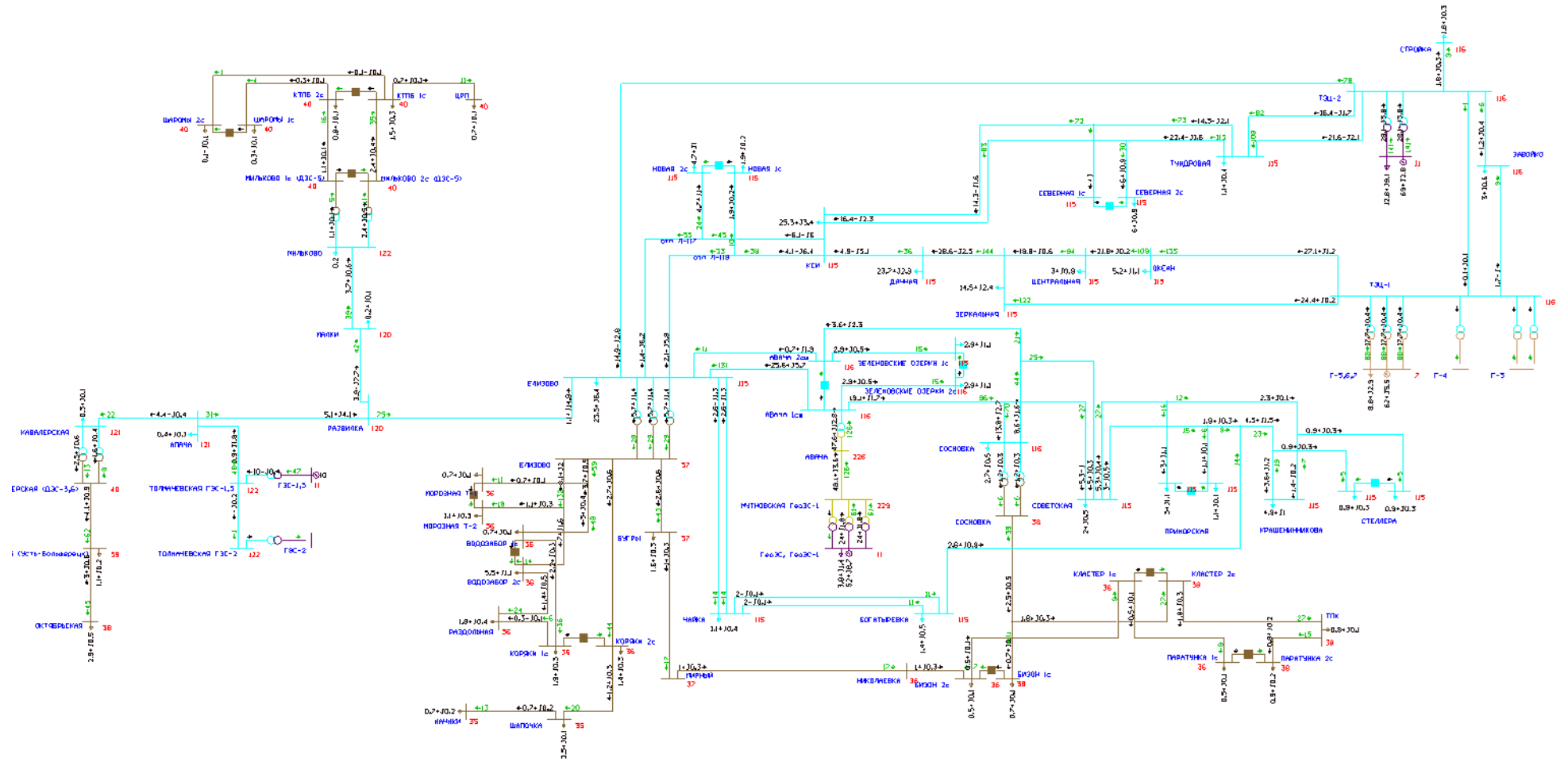


Рисунок 3.7

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
 Режим зимних минимальных нагрузок 2024 год. Базовый вариант

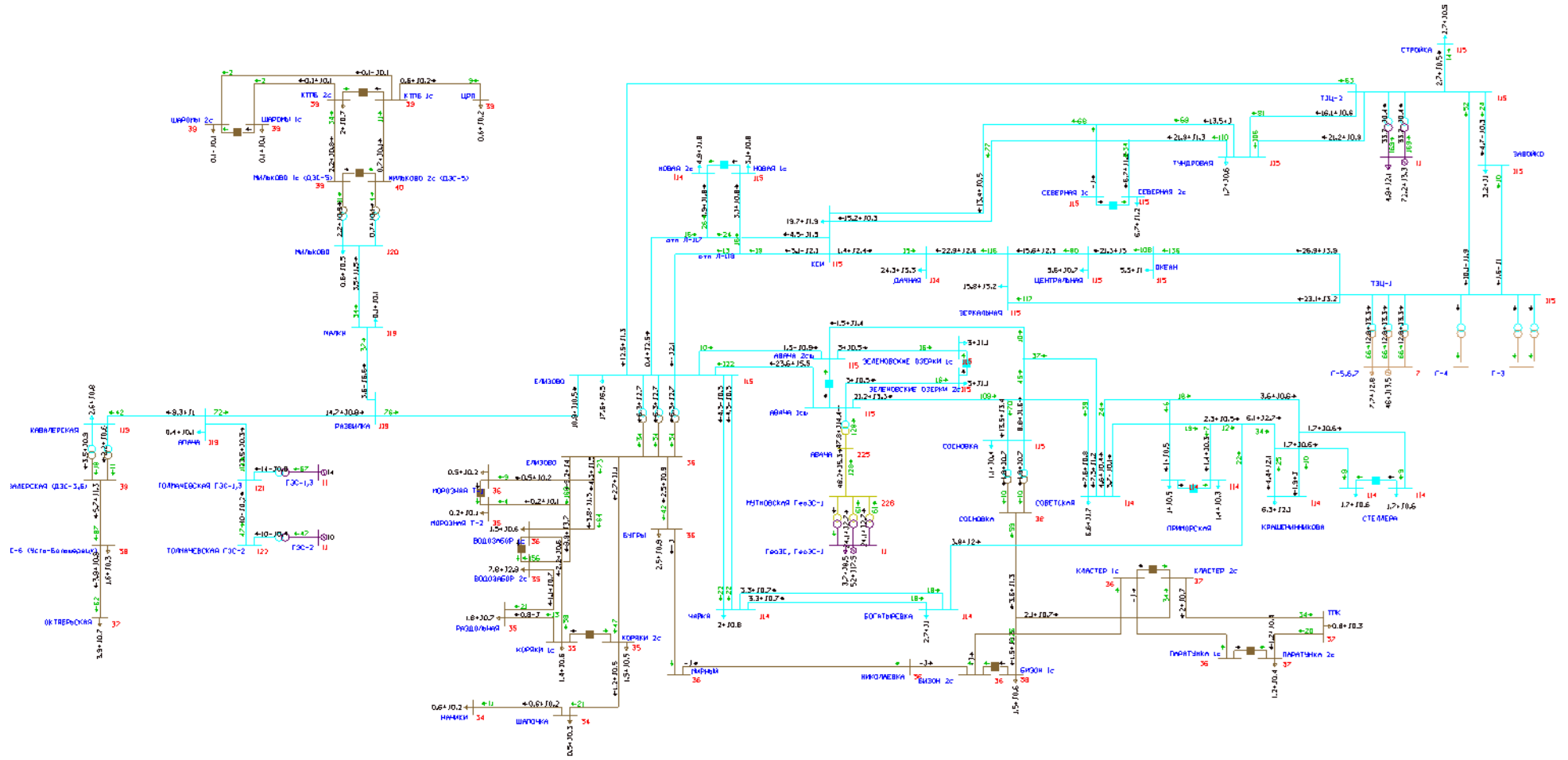


Рисунок 3.8

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
 Режим летнего максимального потребления мощности 2024 год. Базовый вариант

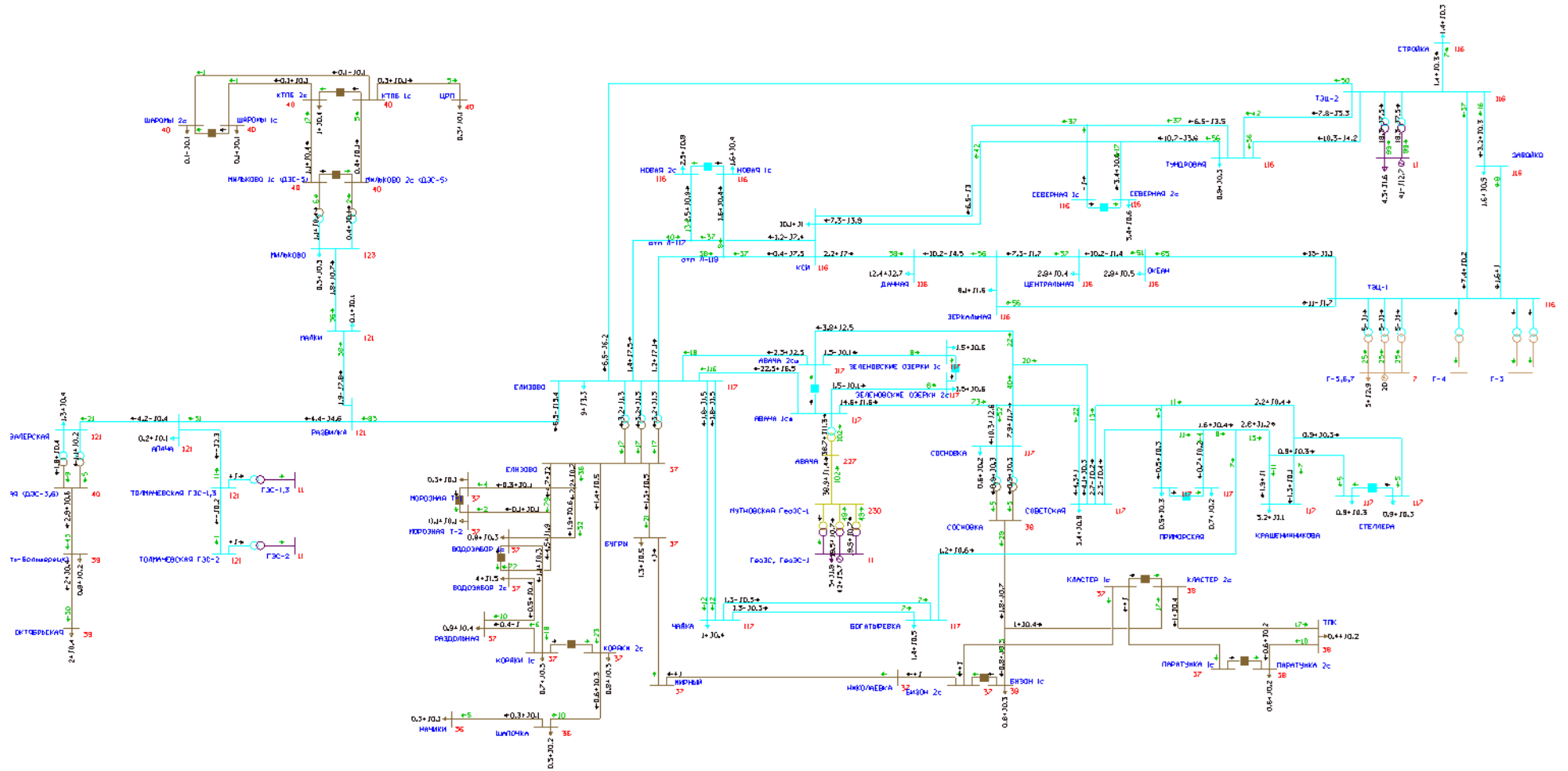


Рисунок 3.9

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим летних минимальных нагрузок 2024 год. Базовый вариант

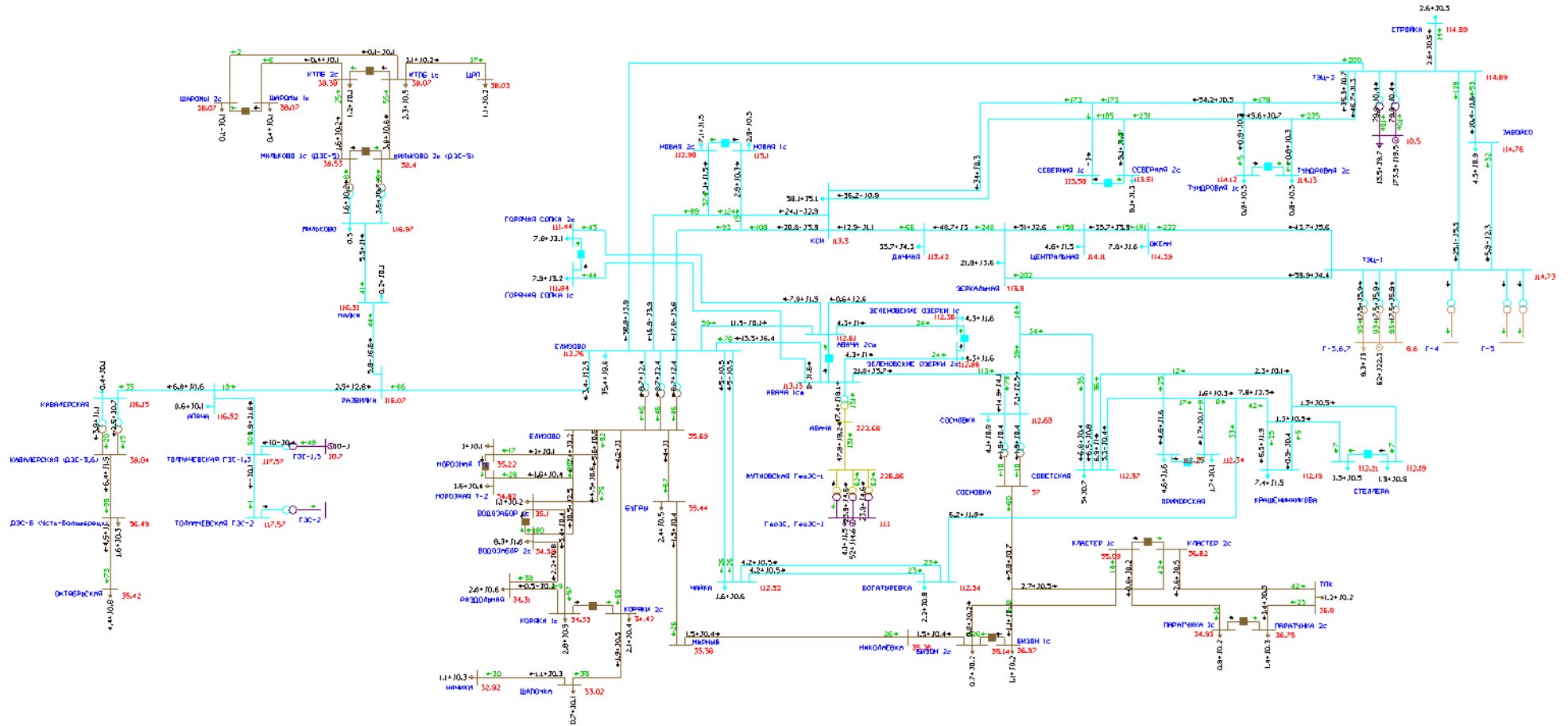


Рисунок 3.11

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим зимнего максимального потребления мощности 2025 год. Базовый вариант

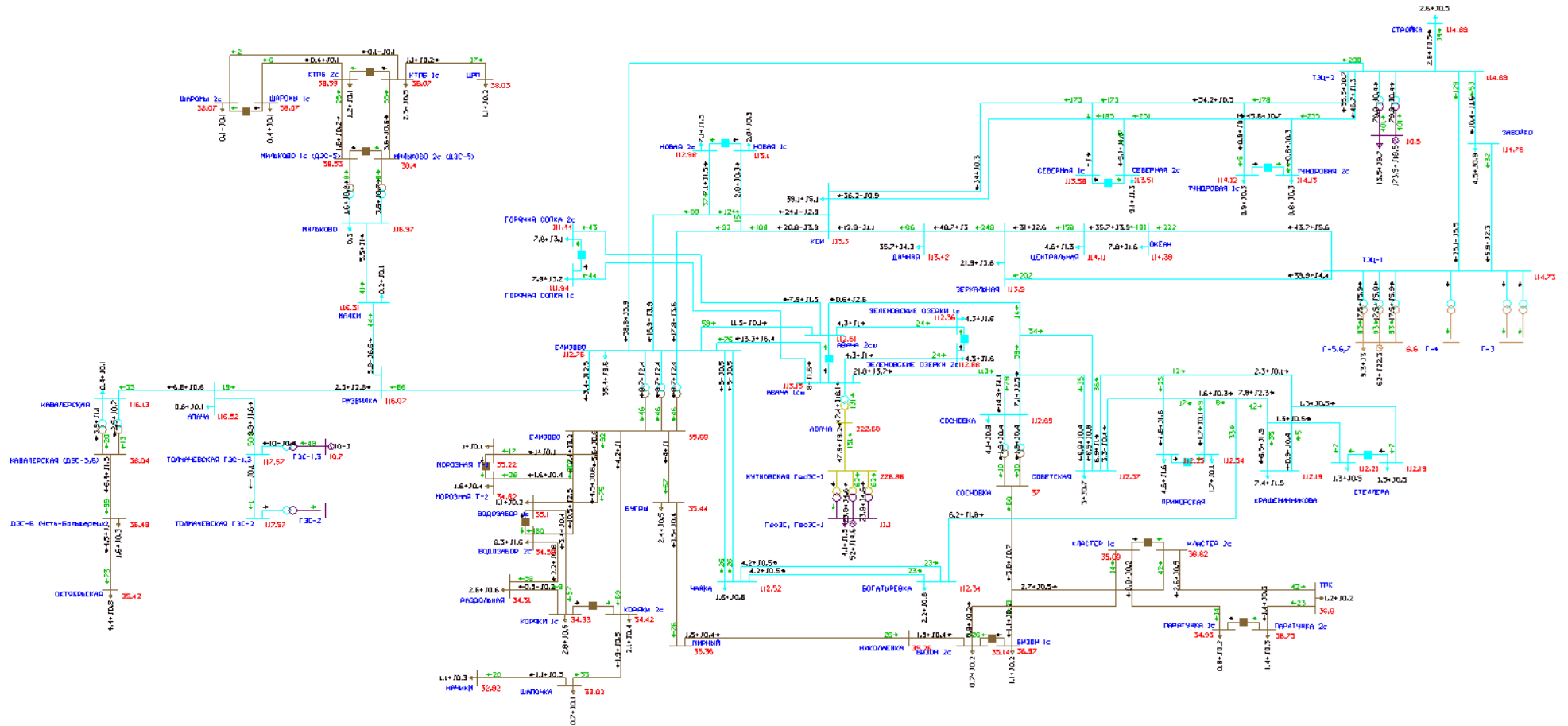


Рисунок 3.12

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим зимних минимальных нагрузок 2025 год. Базовый вариант

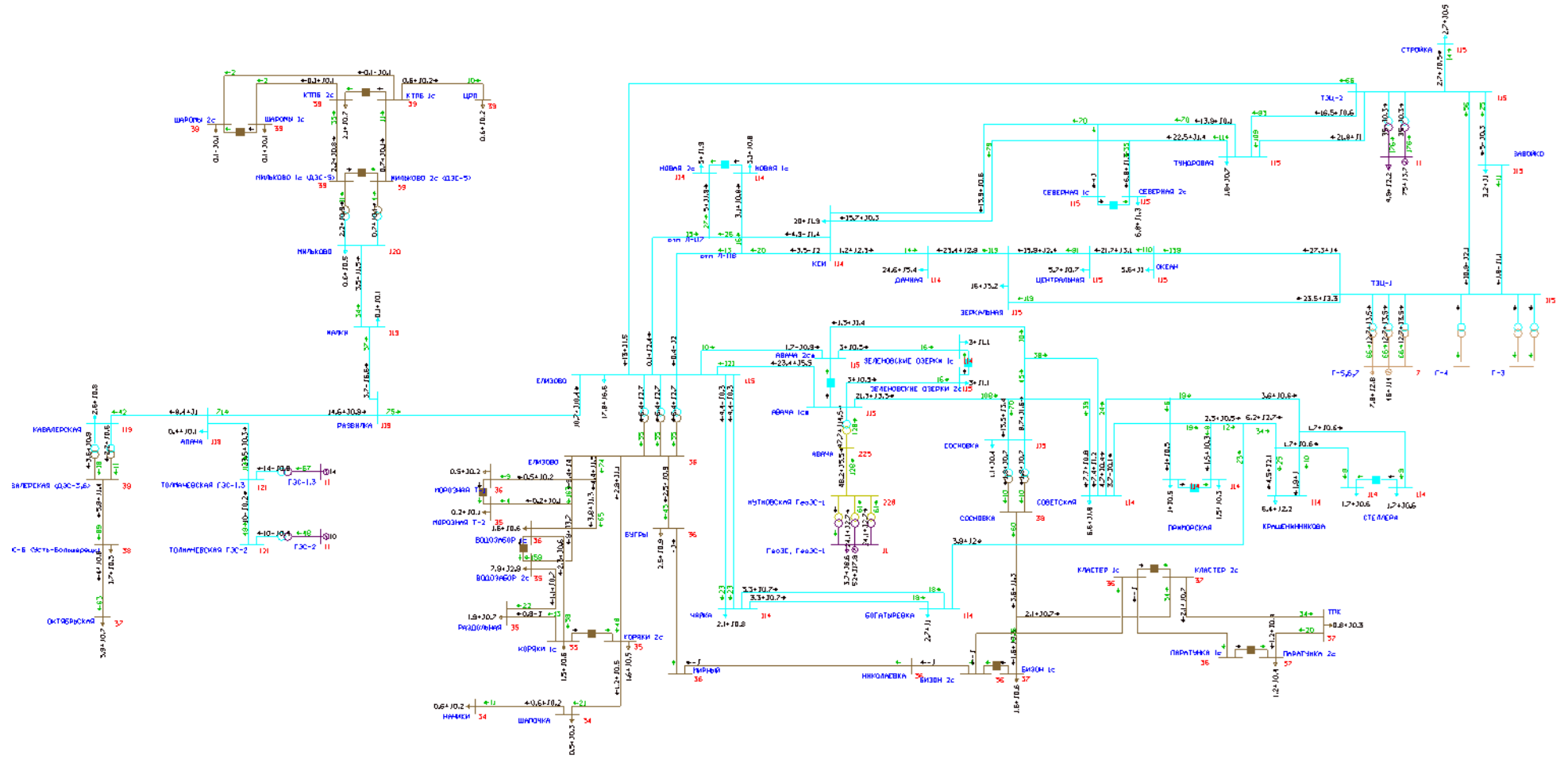


Рисунок 3.13

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
 Режим летнего максимального потребления мощности 2025 год. Базовый вариант

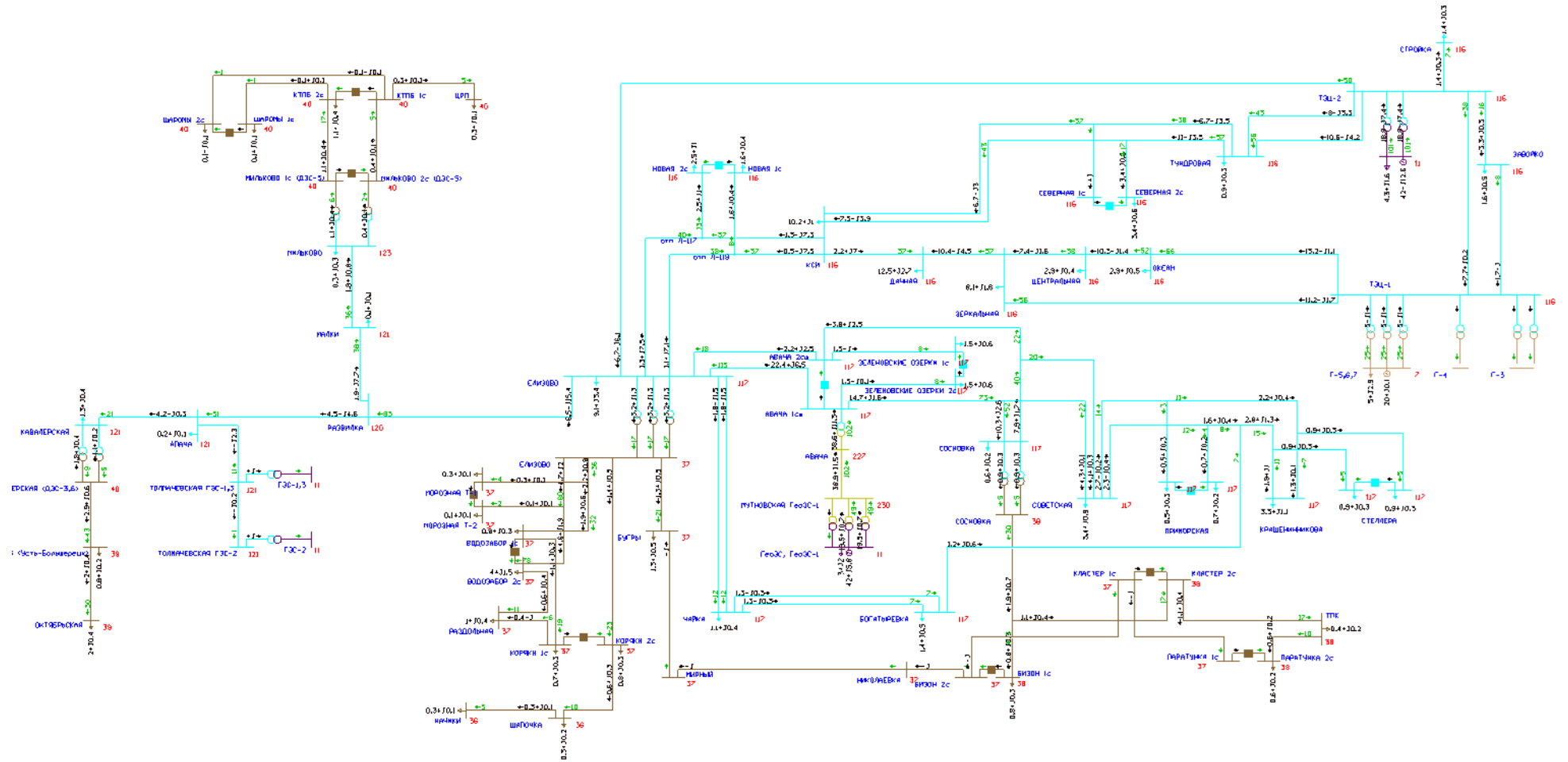


Рисунок 3.14

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим летних минимальных нагрузок 2025 год. Базовый вариант

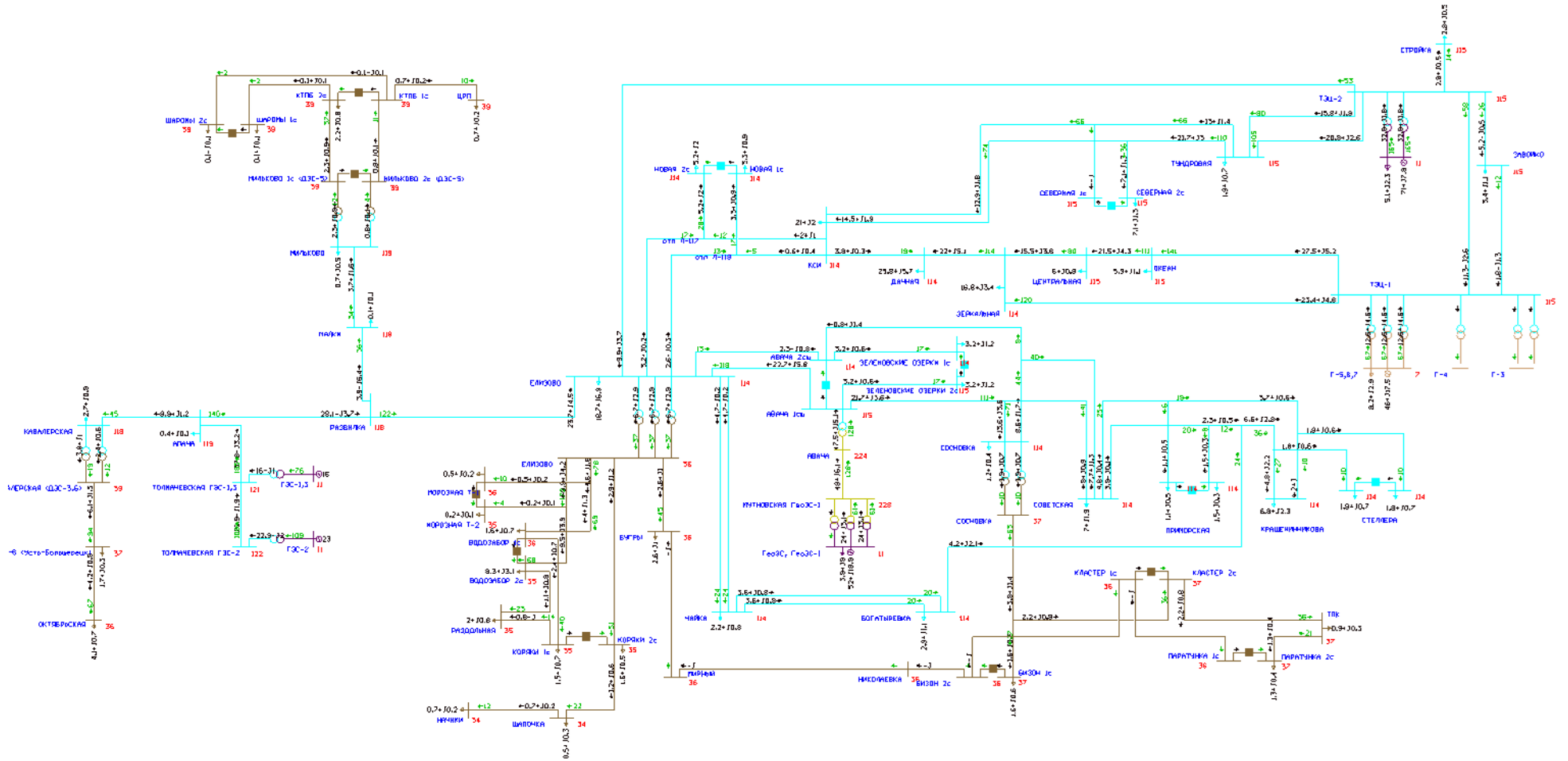


Рисунок 3.15

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.

Режим паводка 2025 год. Базовый вариант

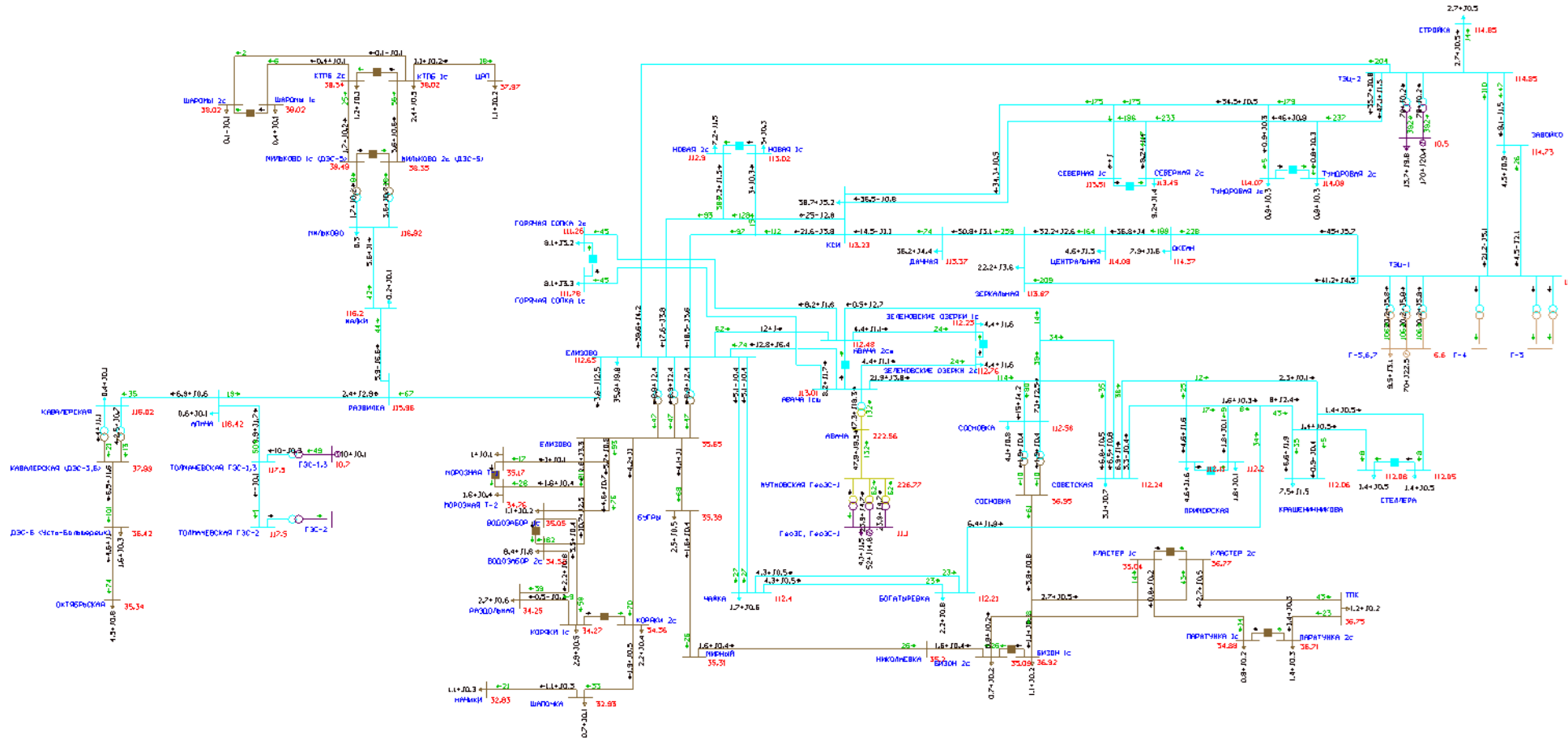


Рисунок 3.16

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
 Режим зимнего максимального потребления мощности 2026 год. Базовый вариант

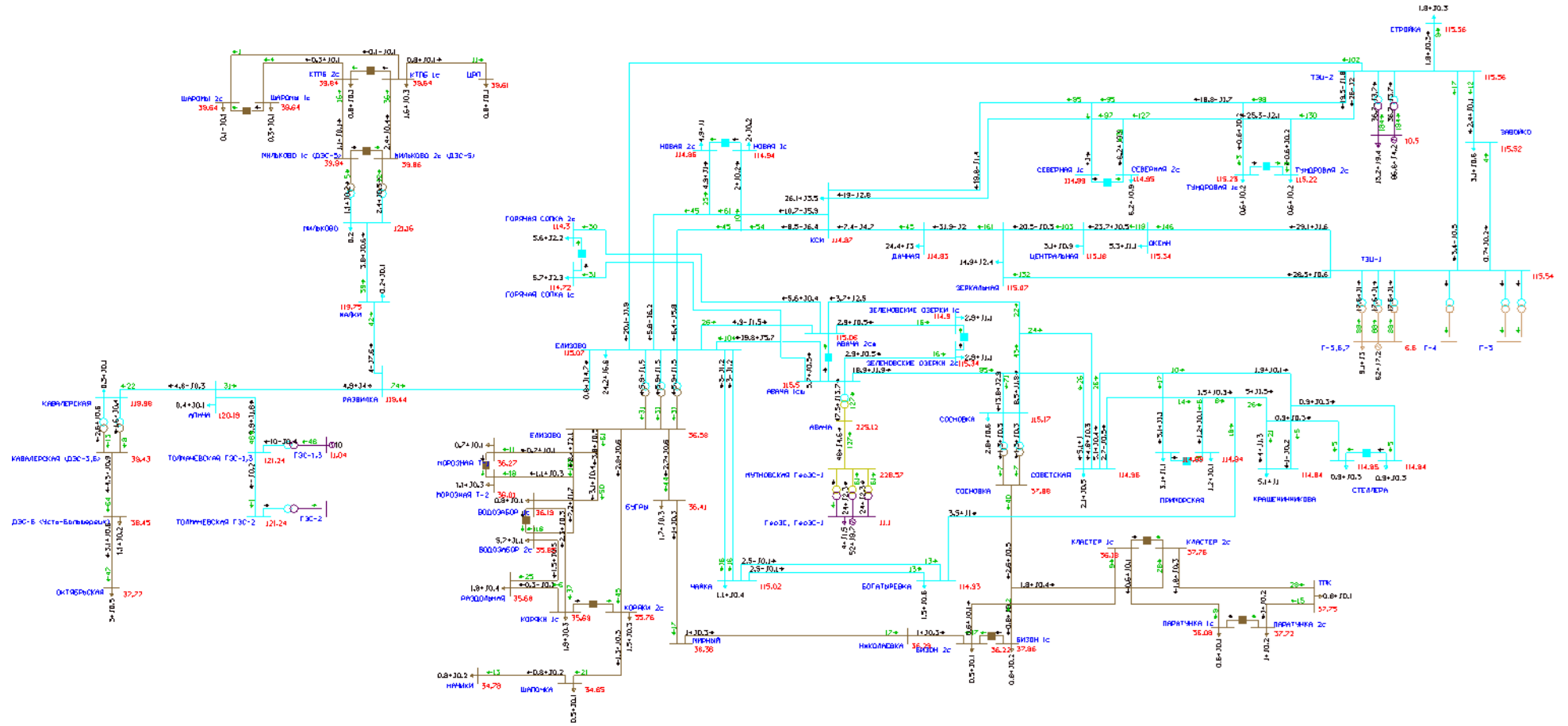


Рисунок 3.17

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим зимних минимальных нагрузок 2026 год. Базовый вариант

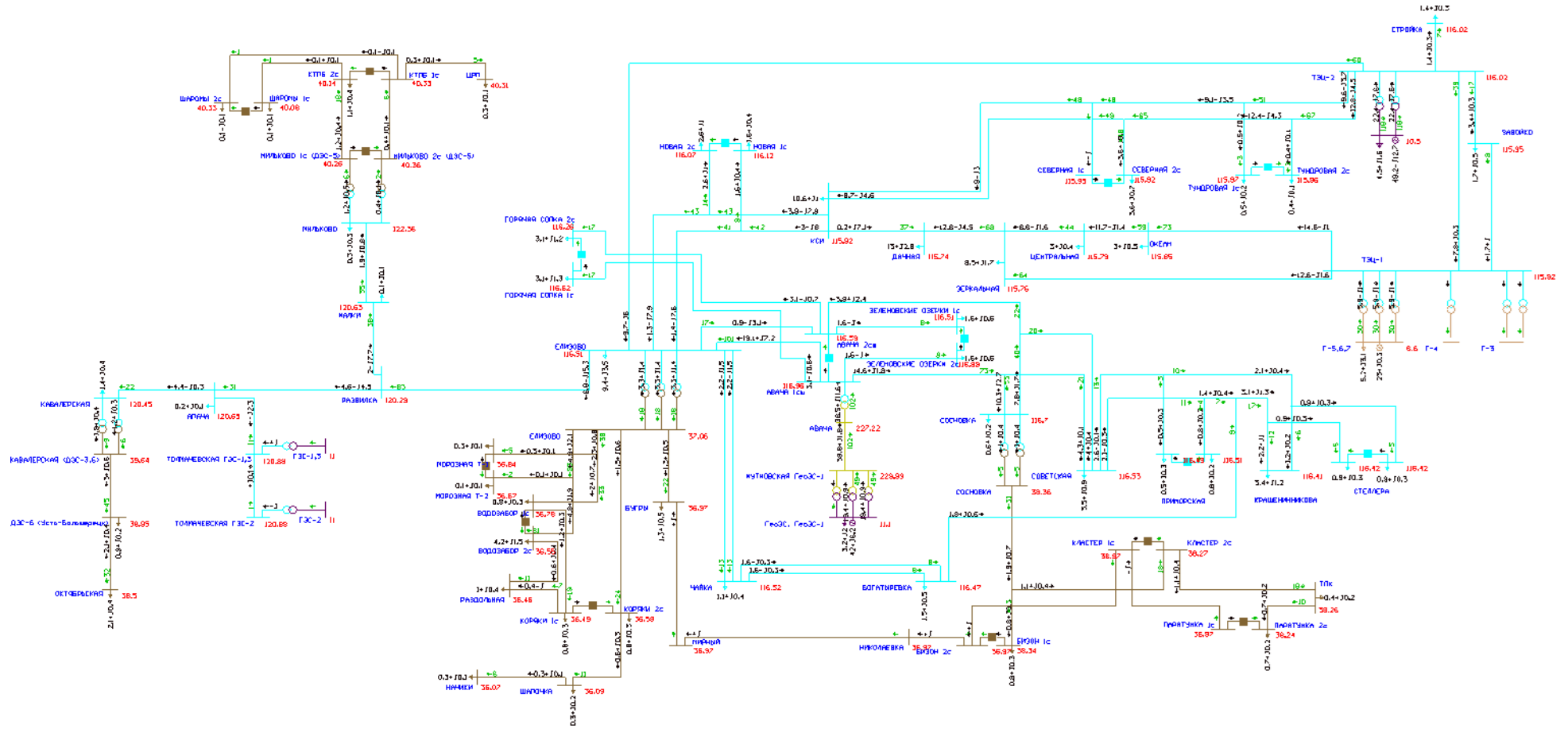


Рисунок 3.19

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.

Режим летних минимальных нагрузок 2026 год. Базовый вариант

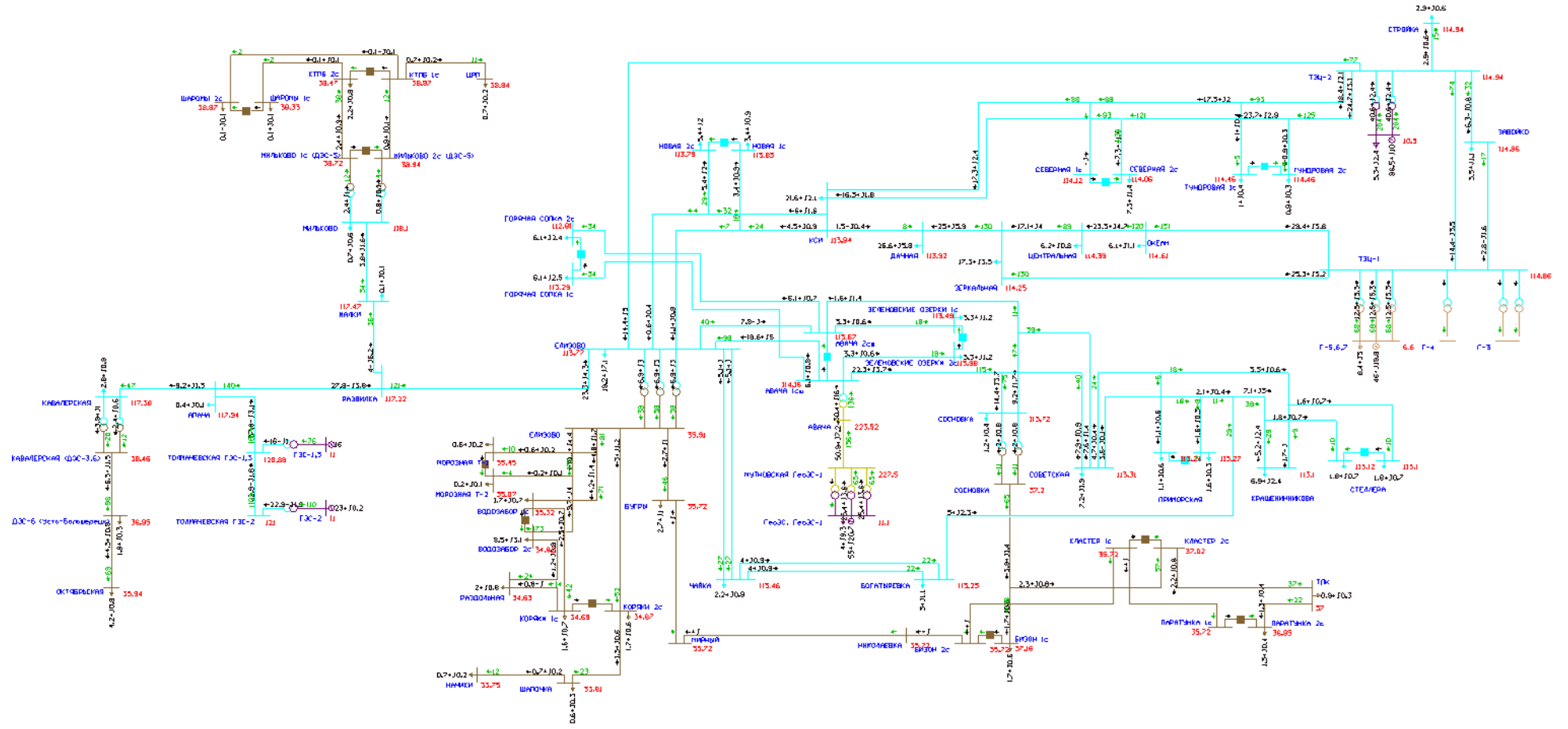


Рисунок 3.20

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим паводка 2026 год. Базовый вариант

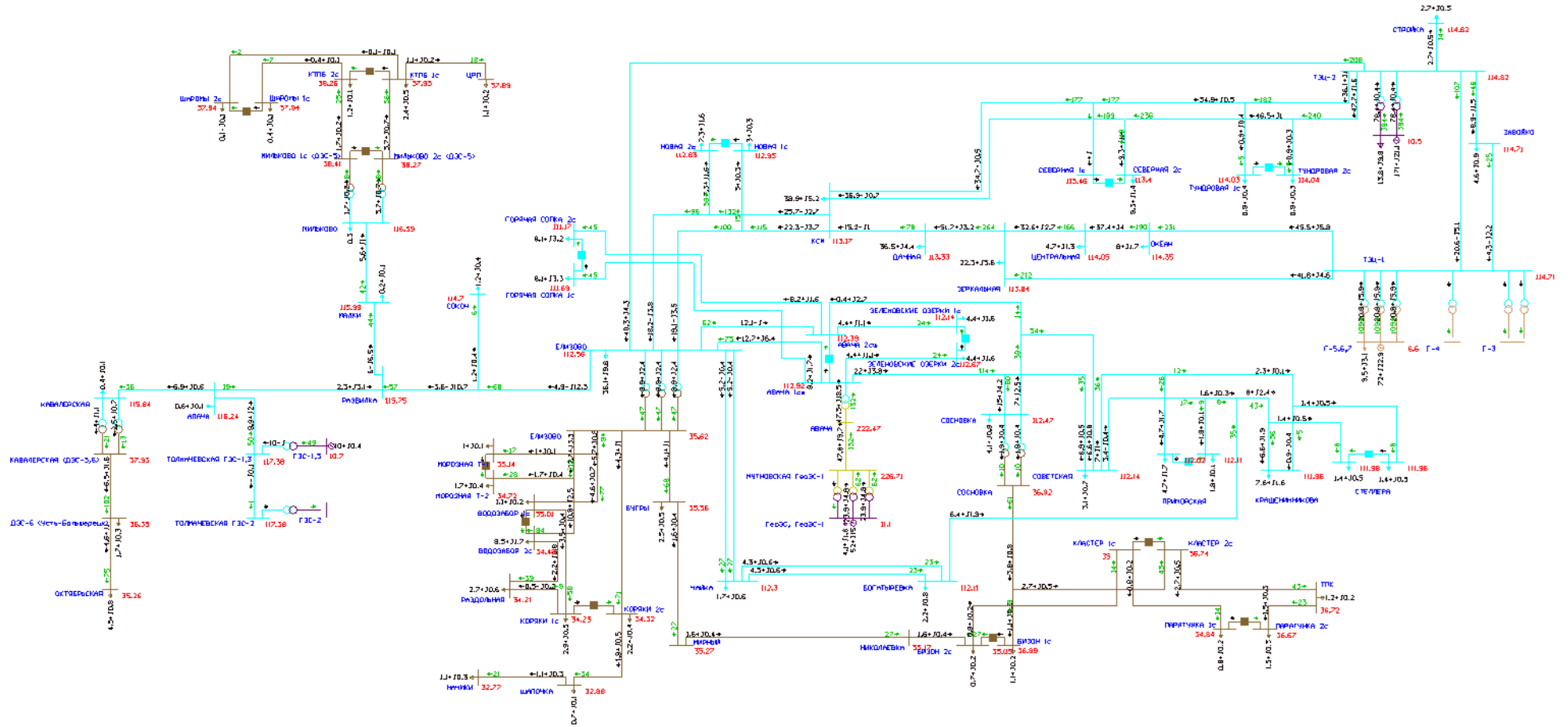


Рисунок 3.21

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.

Режим зимнего максимального потребления мощности 2027 год. Базовый вариант

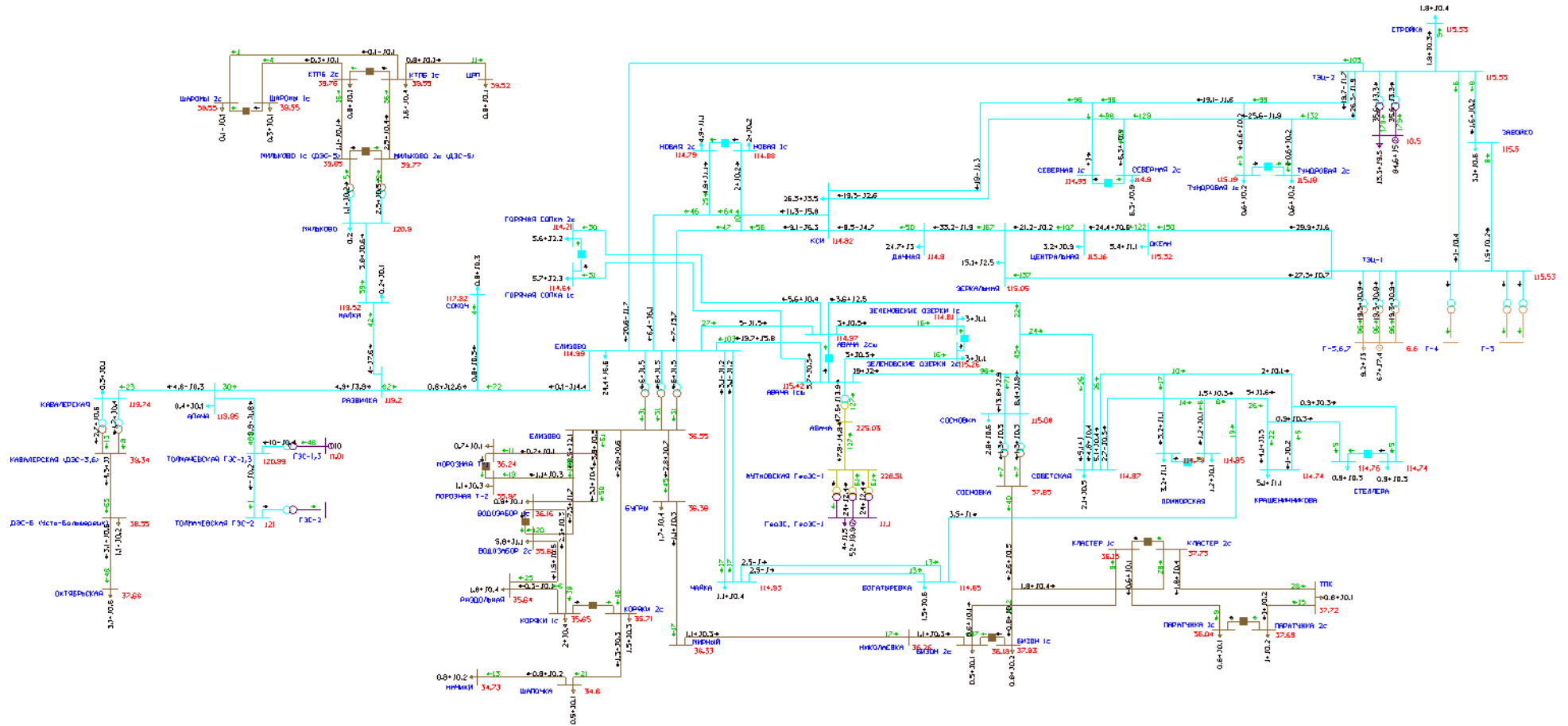


Рисунок 3.22

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим зимних минимальных нагрузок 2027 год. Базовый вариант

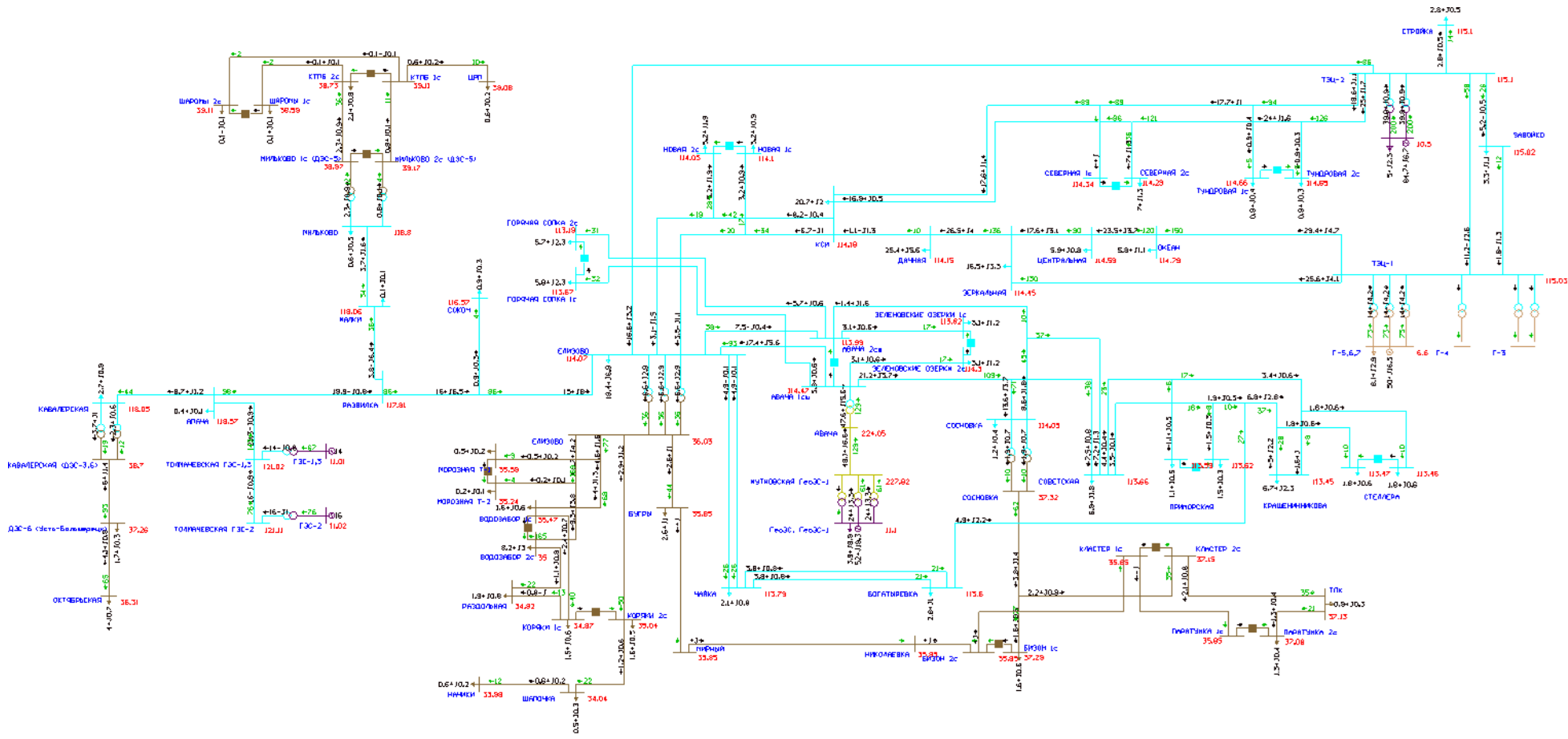


Рисунок 3.23

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим летнего максимального потребления мощности 2027 год. Базовый вариант

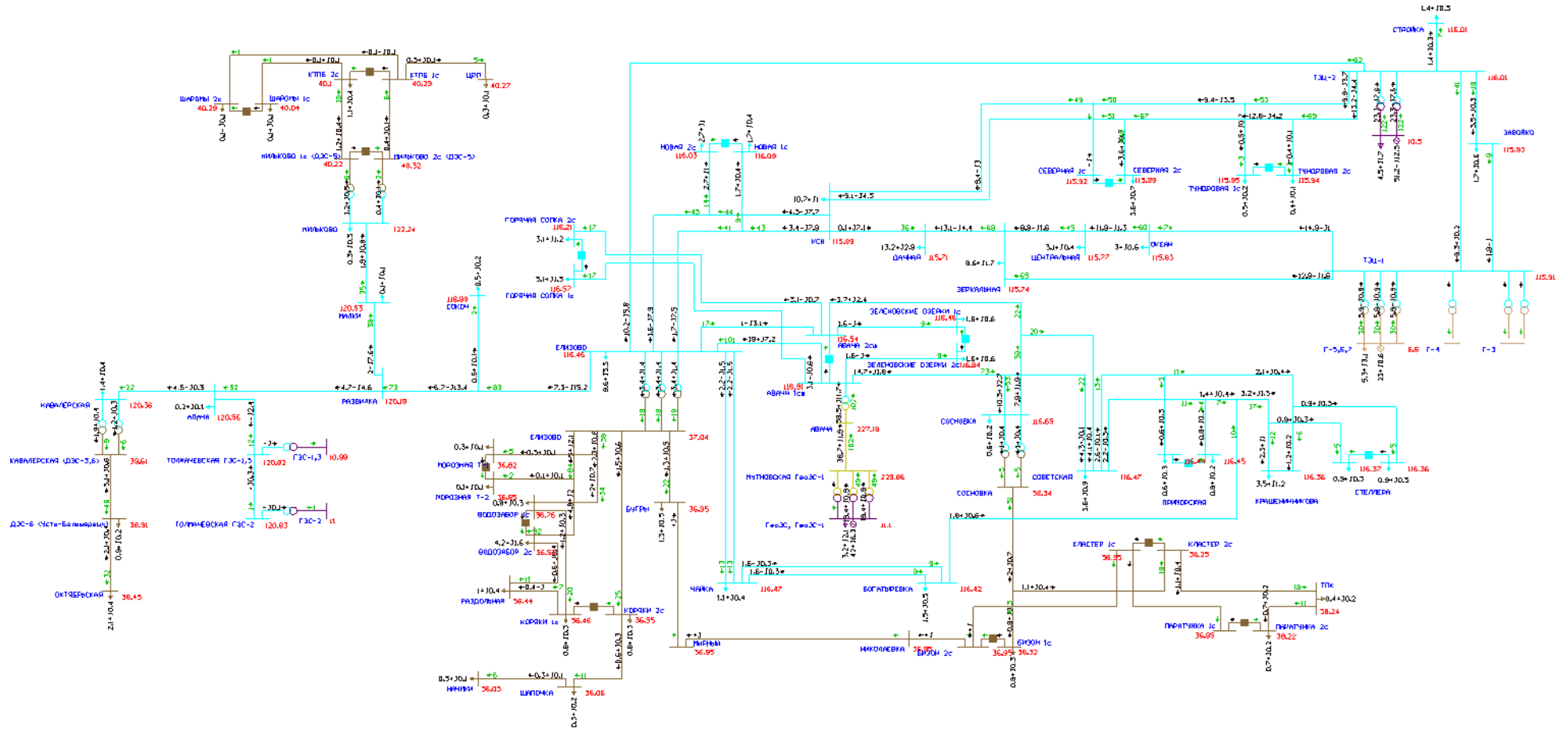


Рисунок 3.24

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.

Режим летних минимальных нагрузок 2027 год. Базовый вариант

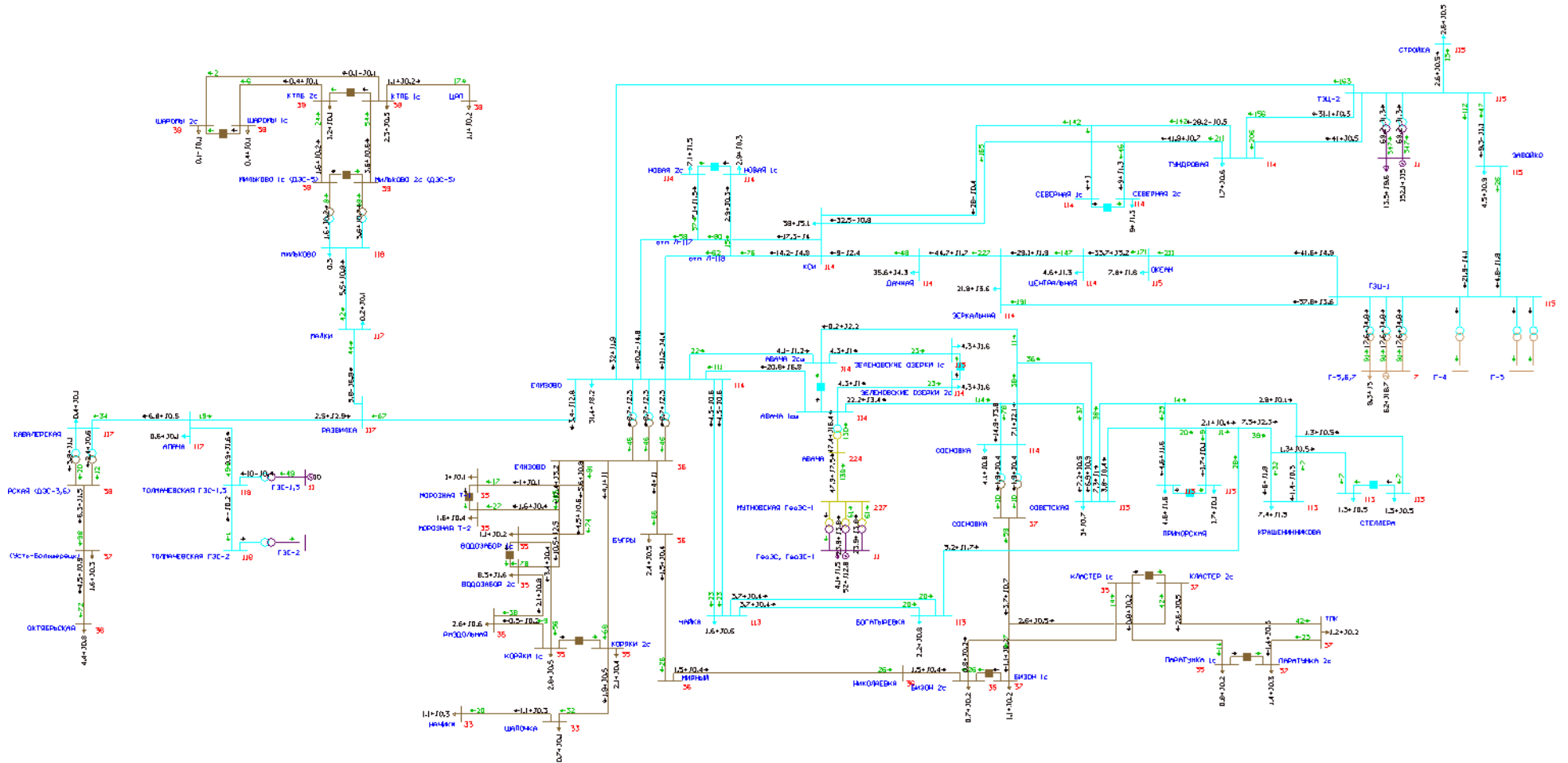


Рисунок 3.26

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края. Режим зимнего максимального потребления мощности 2023 год. Оптимистичный вариант

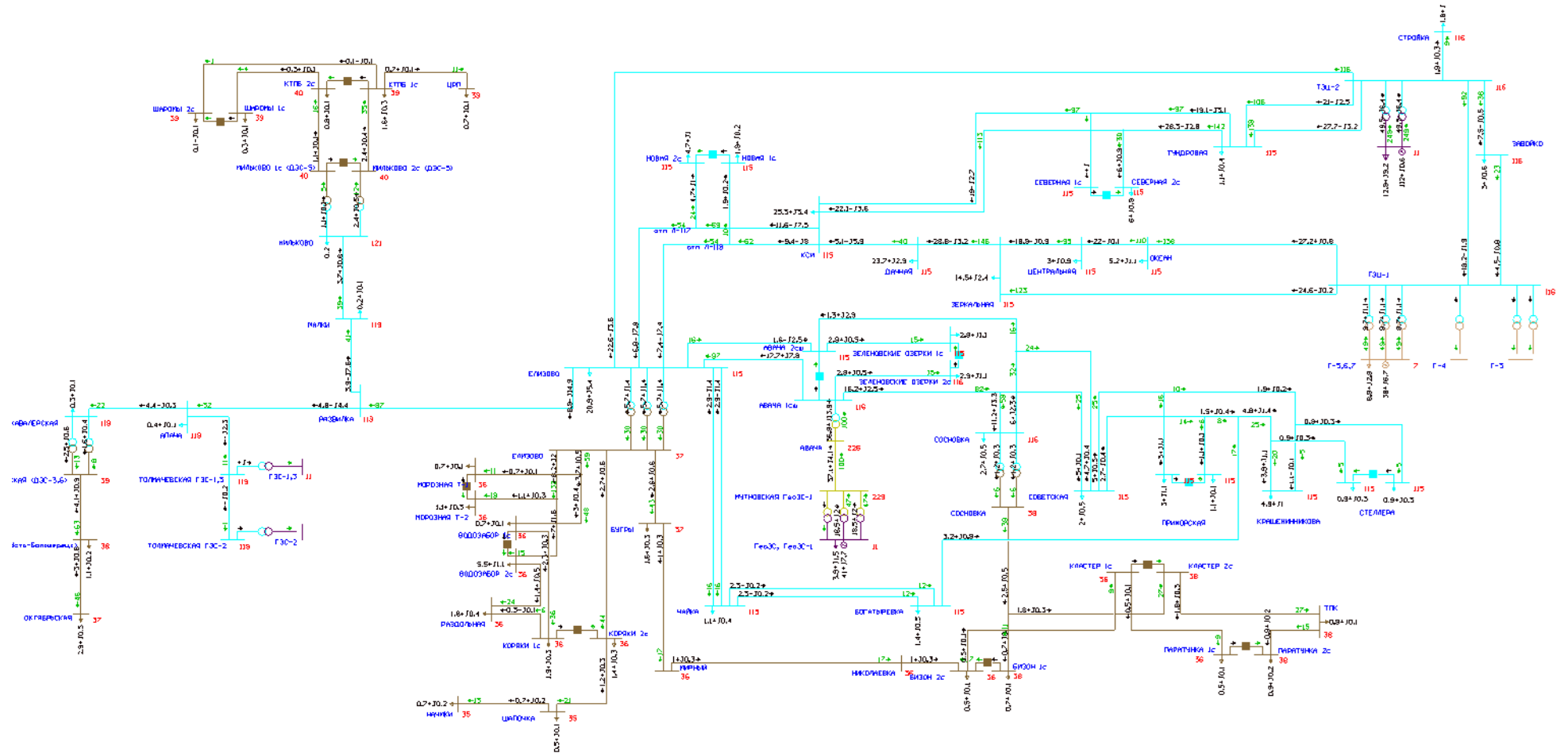


Рисунок 3.27

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
 Режим зимних минимальных нагрузок 2023 год. Оптимистичный вариант

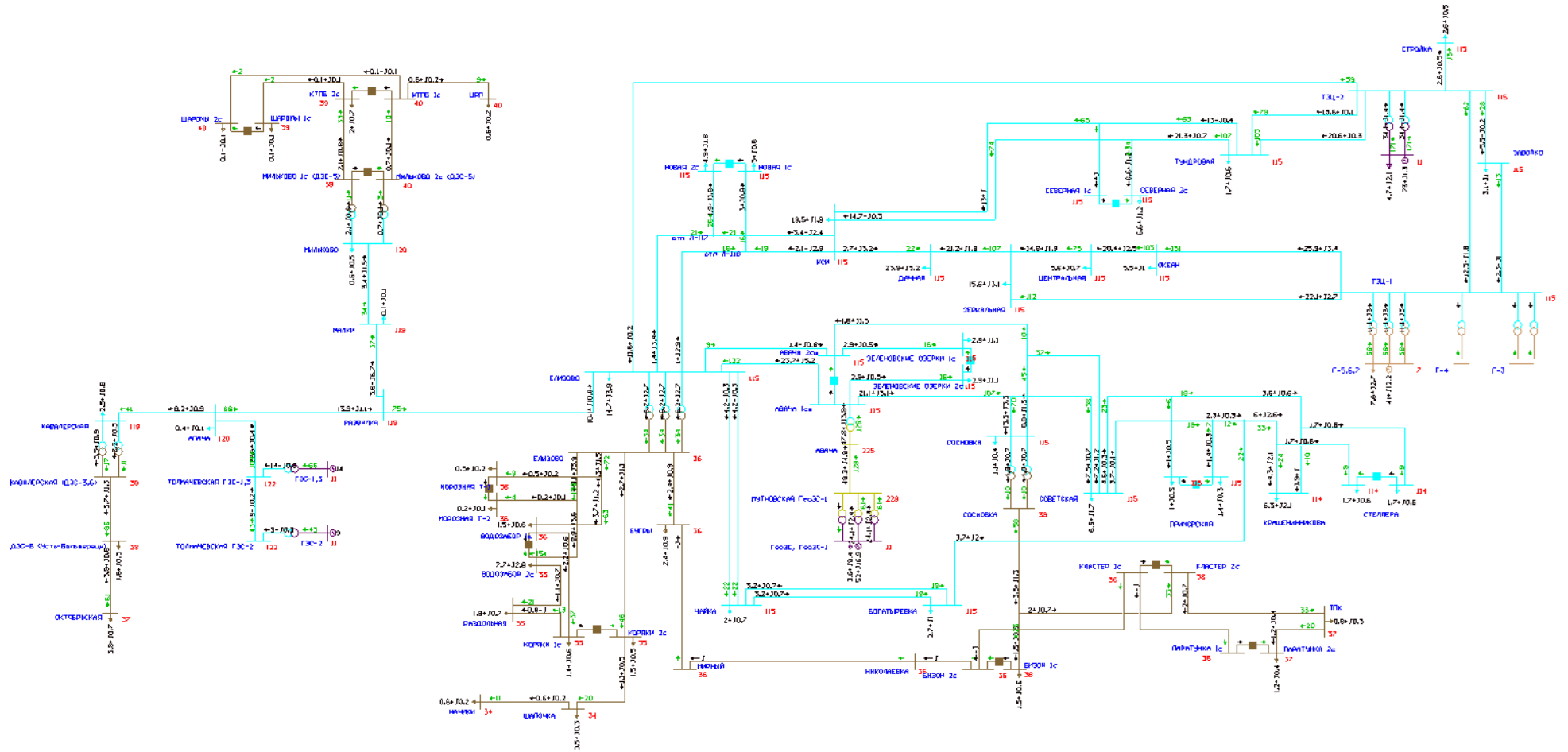


Рисунок 3.28

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края. Режим летнего максимального потребления мощности 2023 год. Оптимистичный вариант

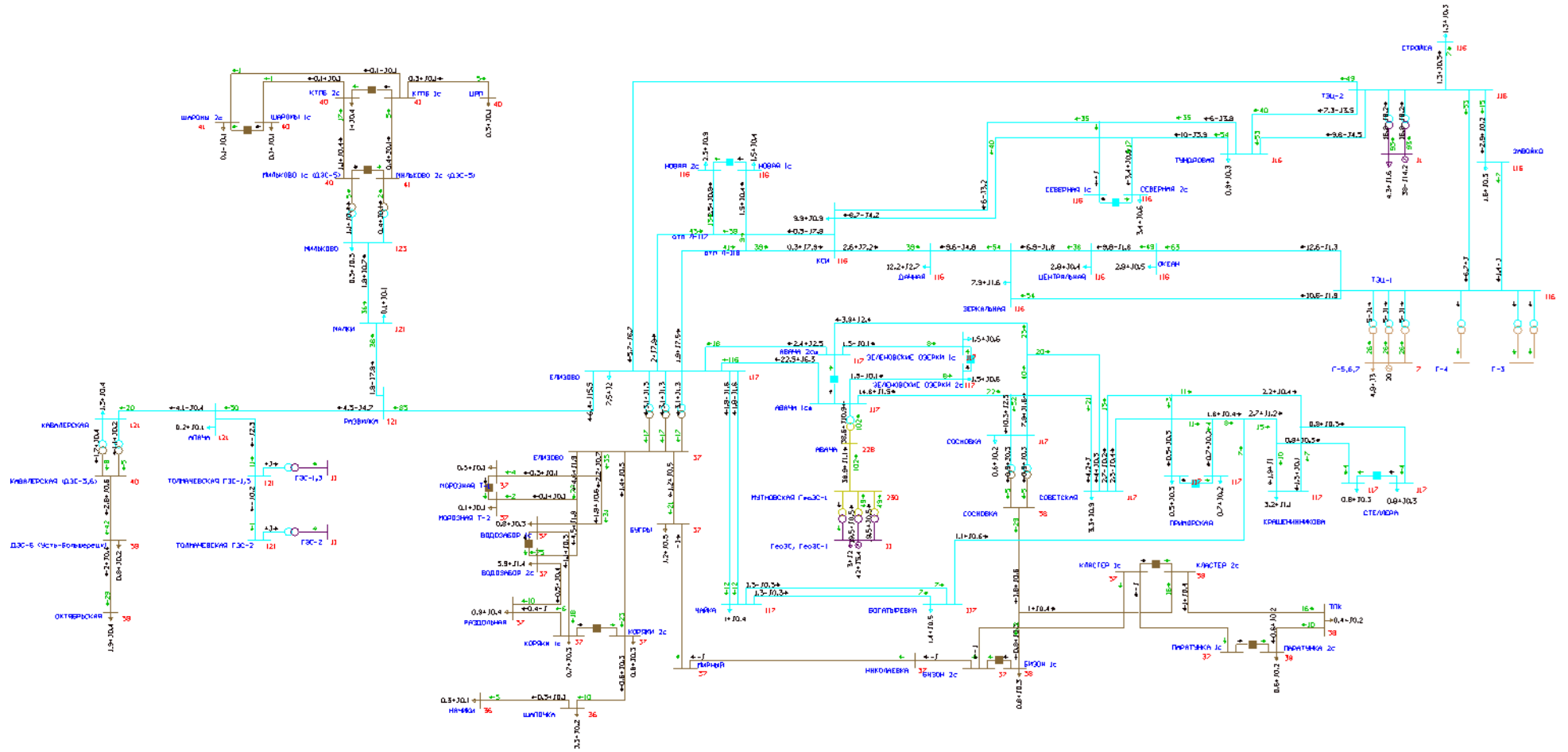


Рисунок 3.29

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.

Режим летних минимальных нагрузок 2023 год. Оптимистичный вариант

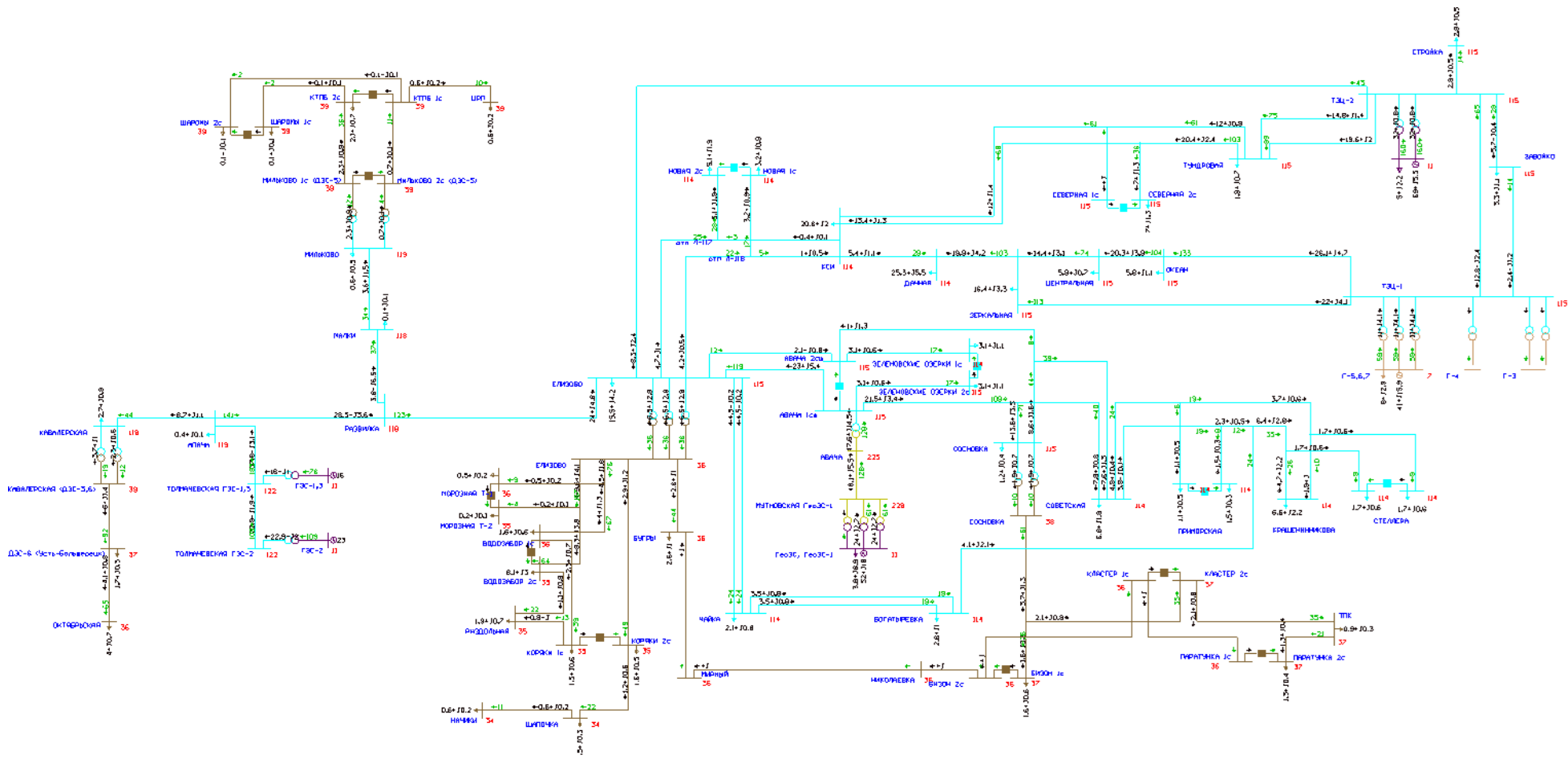


Рисунок 3.30

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
 Режим паводка 2023 год. Оптимистичный вариант

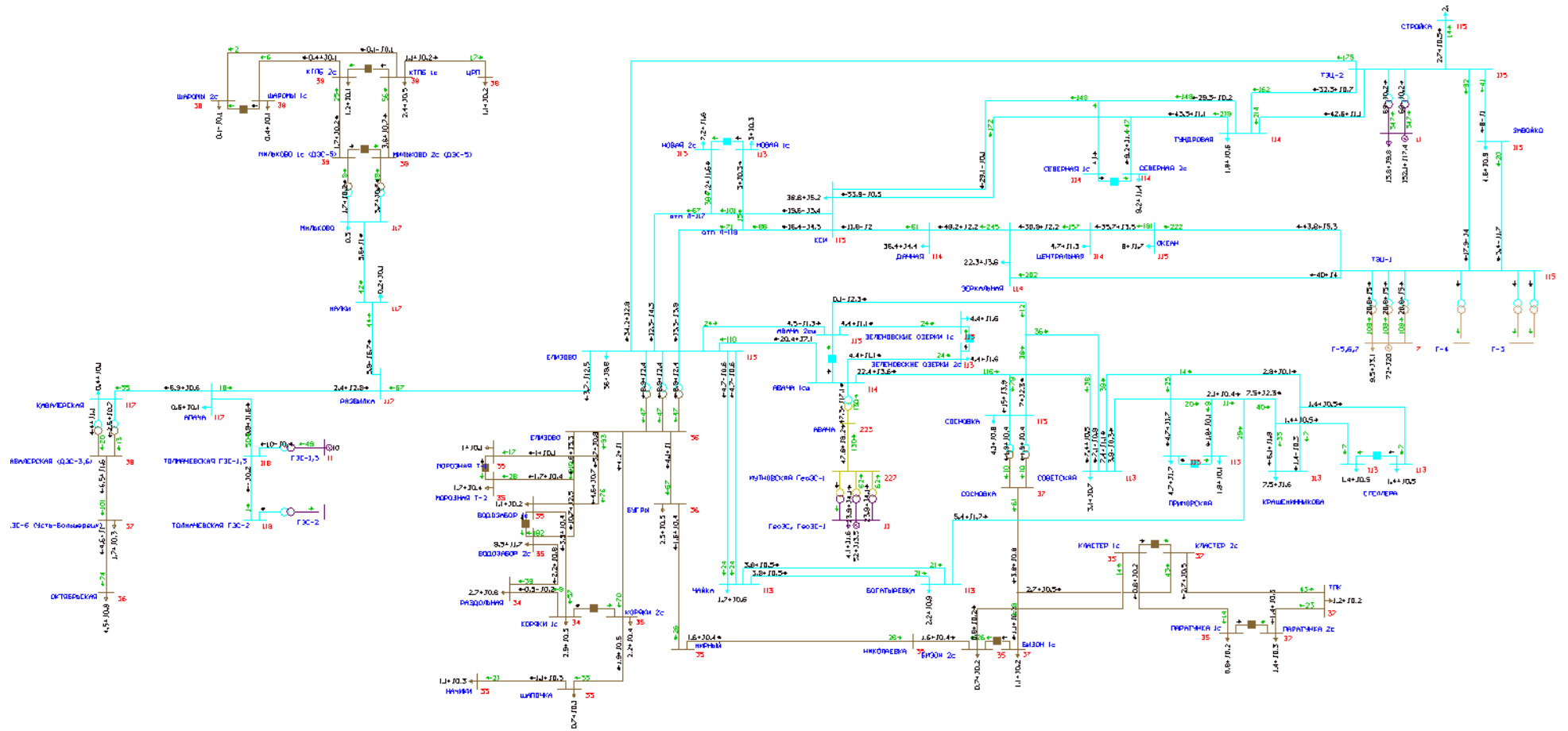


Рисунок 3.31

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим зимнего максимального потребления мощности 2024 год. Оптимистичный вариант

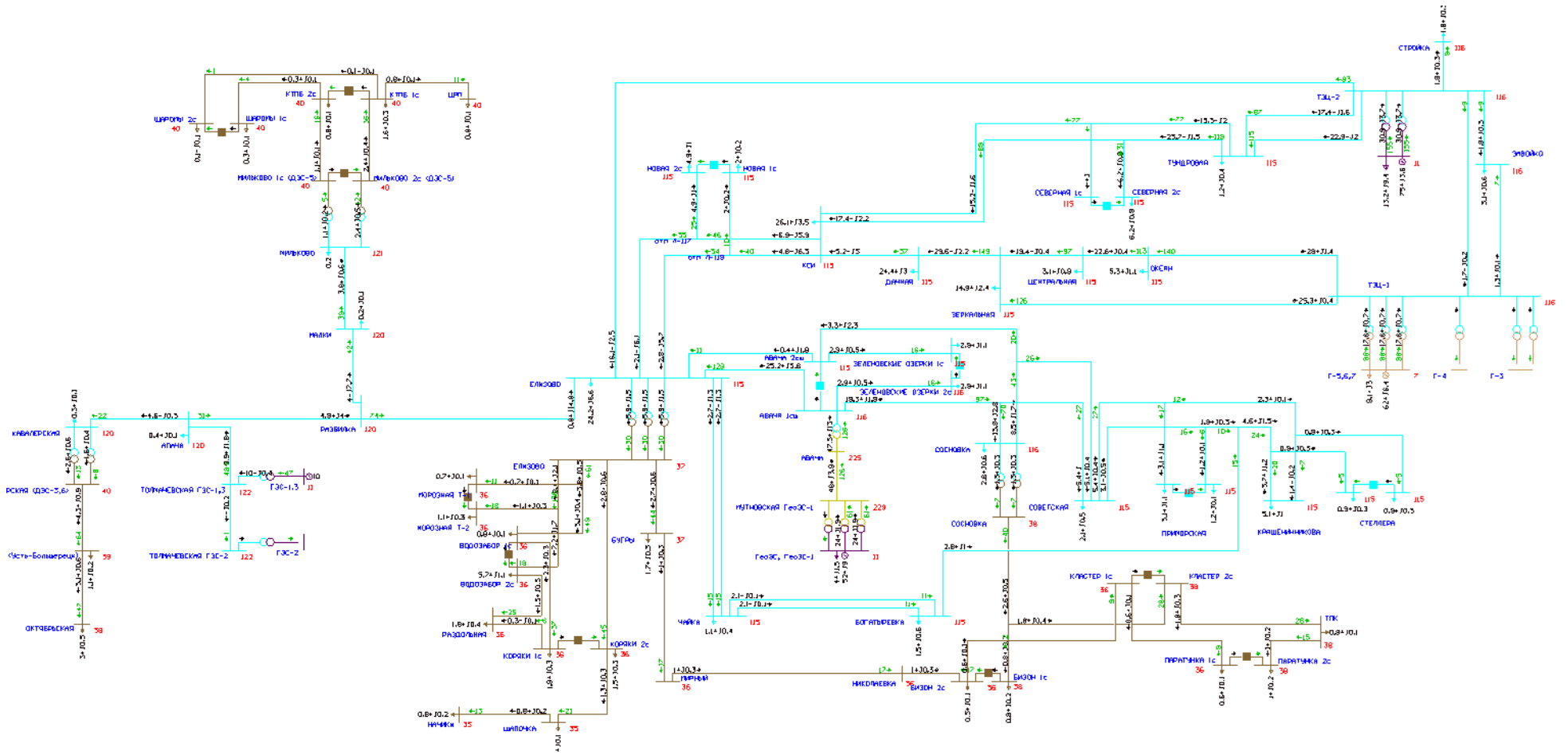


Рисунок 3.32

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.

Режим зимних минимальных нагрузок 2024 год. Оптимистичный вариант

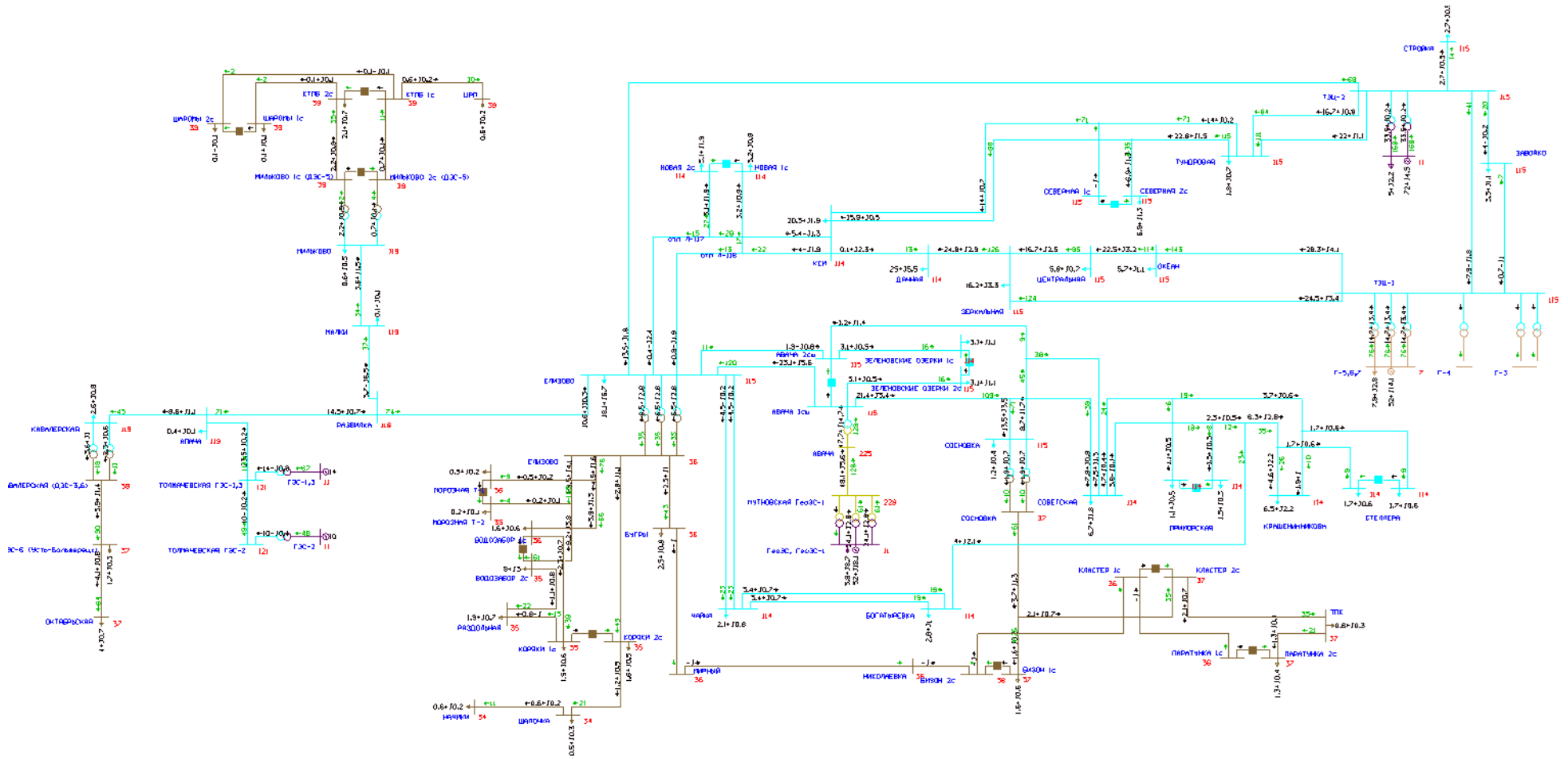


Рисунок 3.33

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края. Режим летнего максимального потребления мощности 2024 год. Оптимистичный вариант

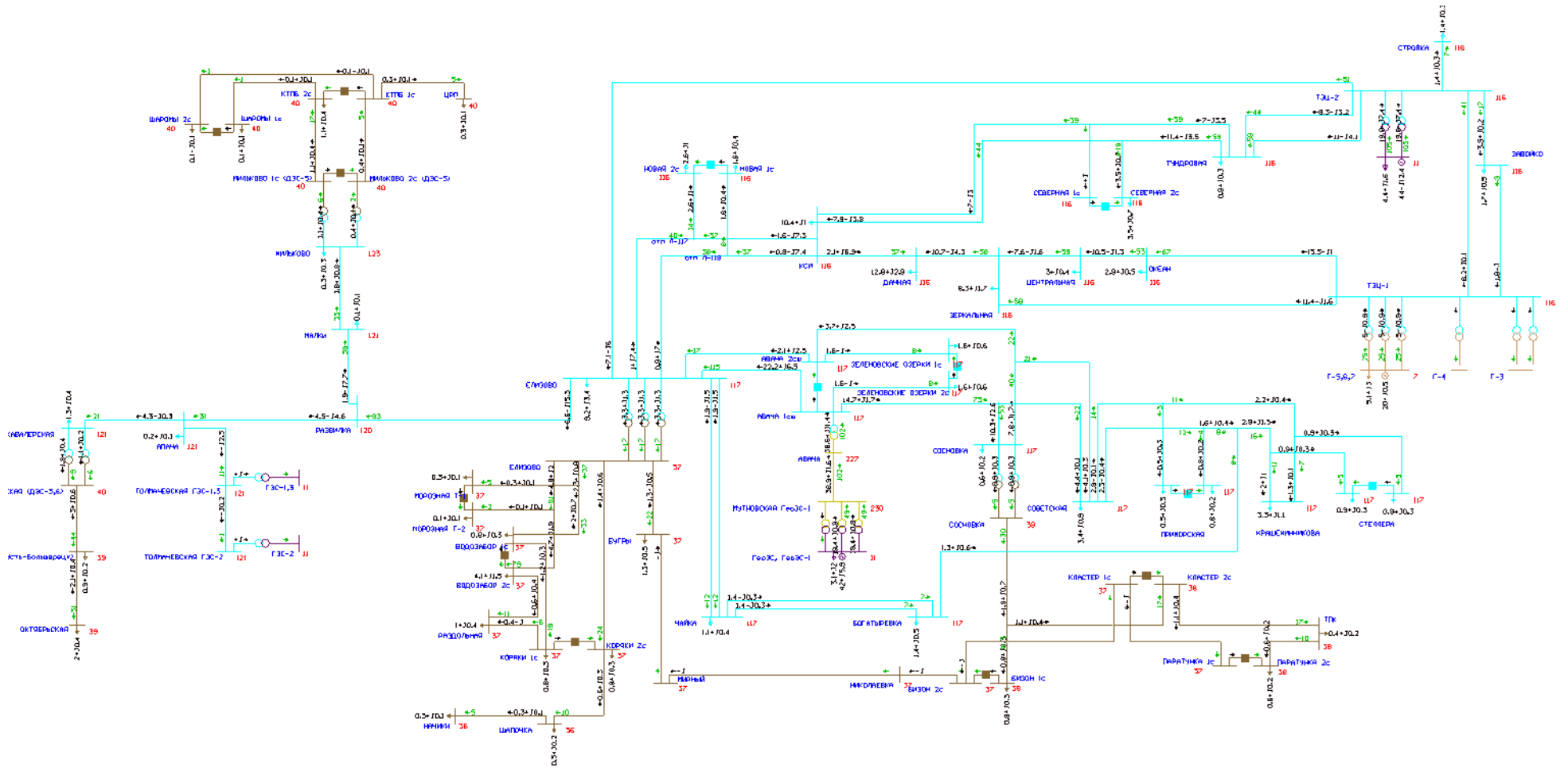


Рисунок 3.34

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
 Режим летних минимальных нагрузок 2024 год. Оптимистичный вариант

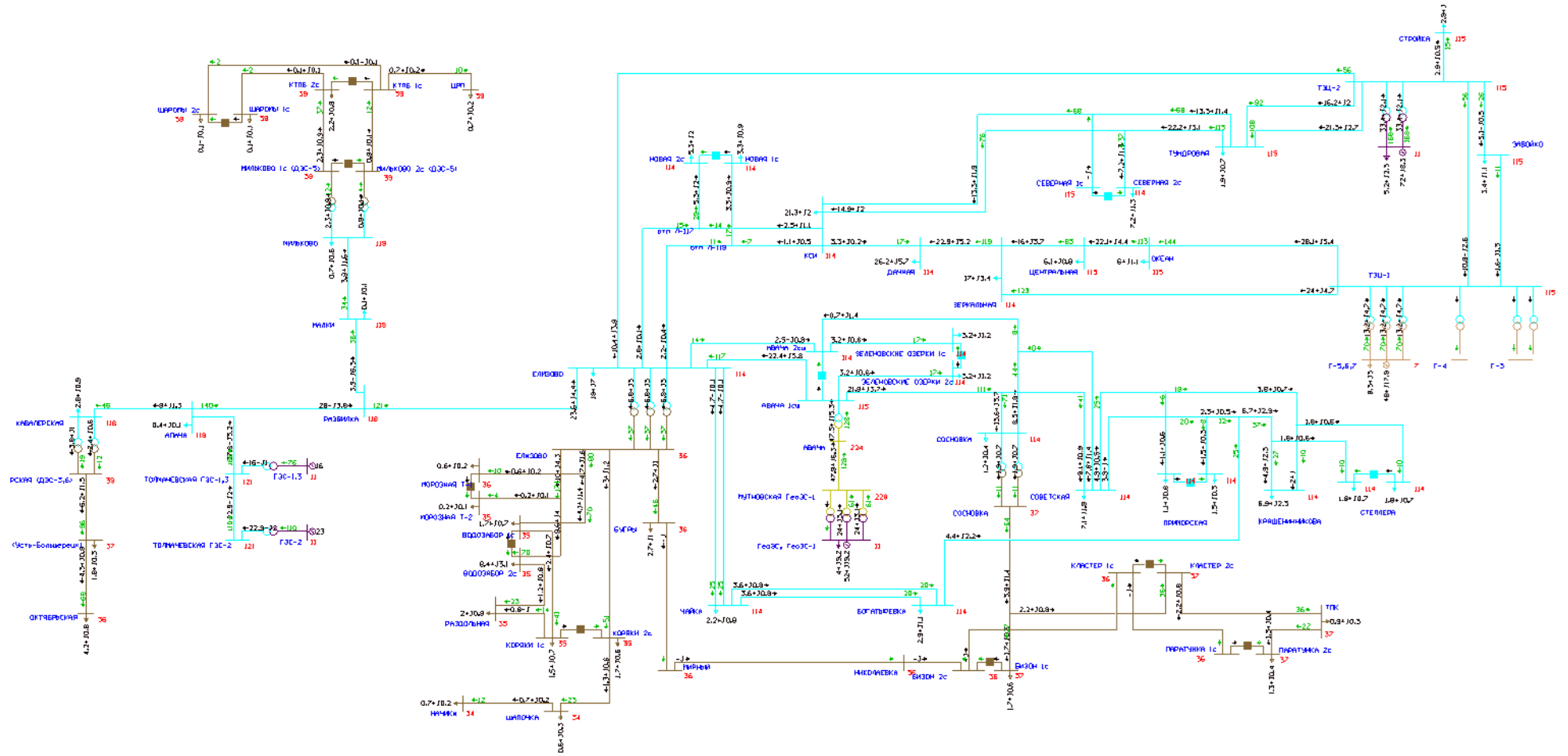


Рисунок 3.35

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.

Режим паводка 2024 год. Оптимистичный вариант

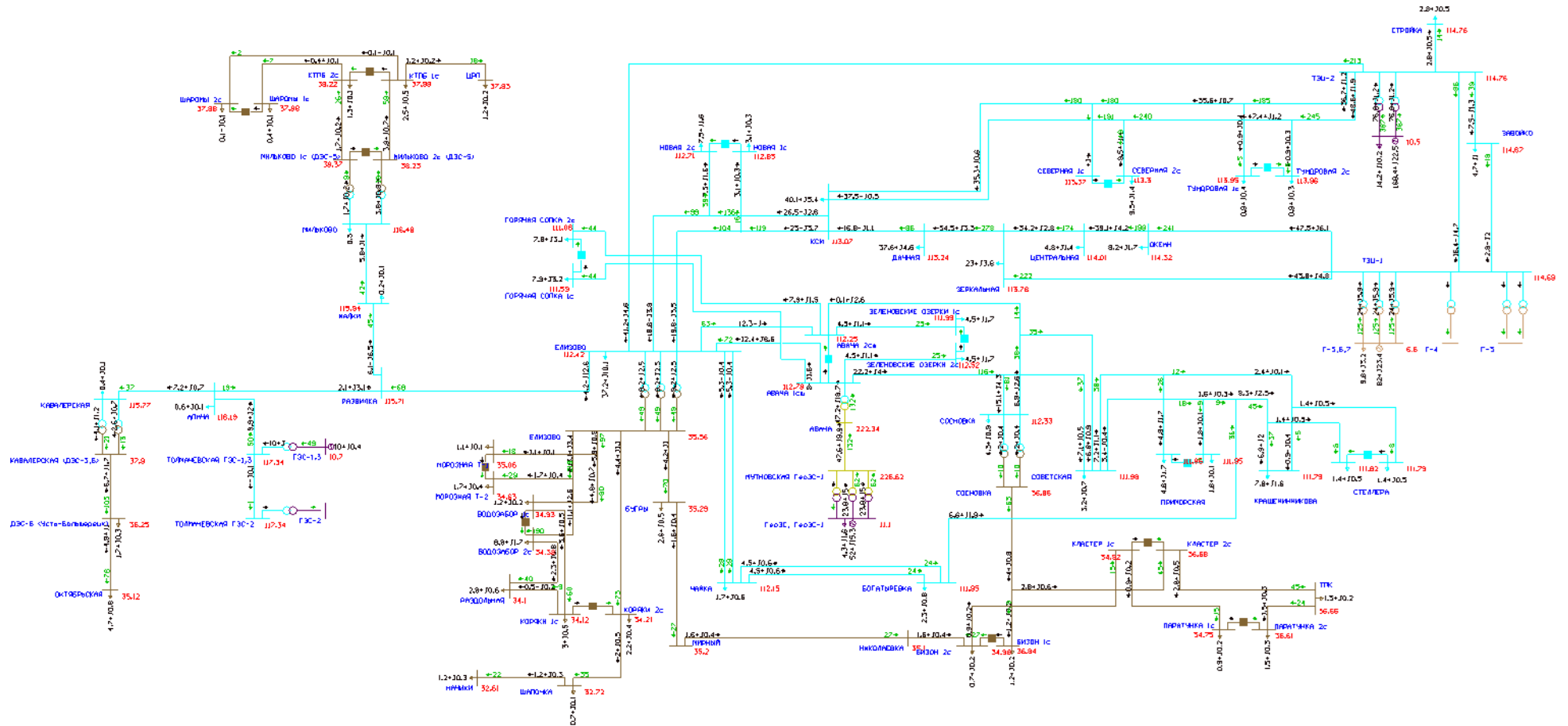


Рисунок 3.36

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим зимнего максимального потребления мощности 2025 год. Оптимистичный вариант

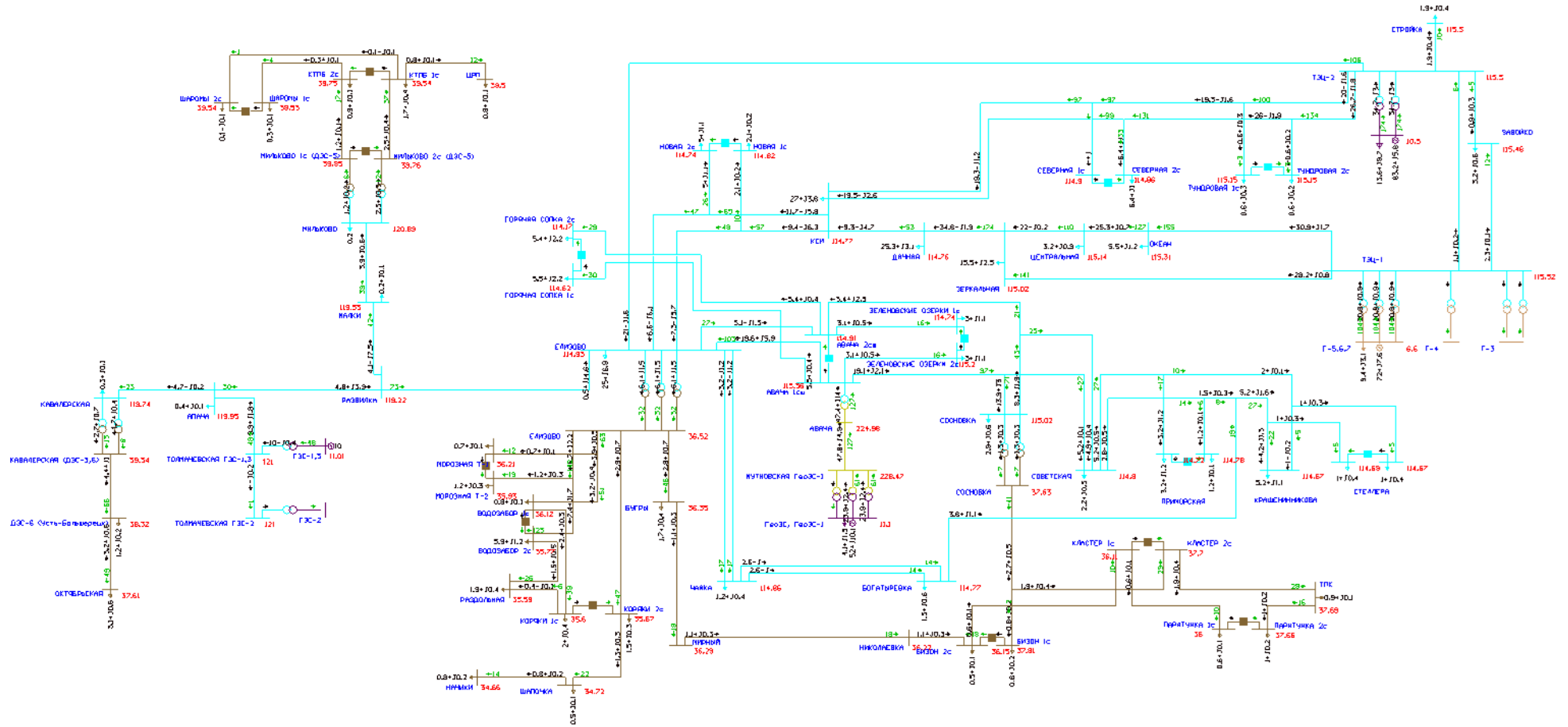


Рисунок 3.37

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.

Режим зимних минимальных нагрузок 2025 год. Оптимистичный вариант

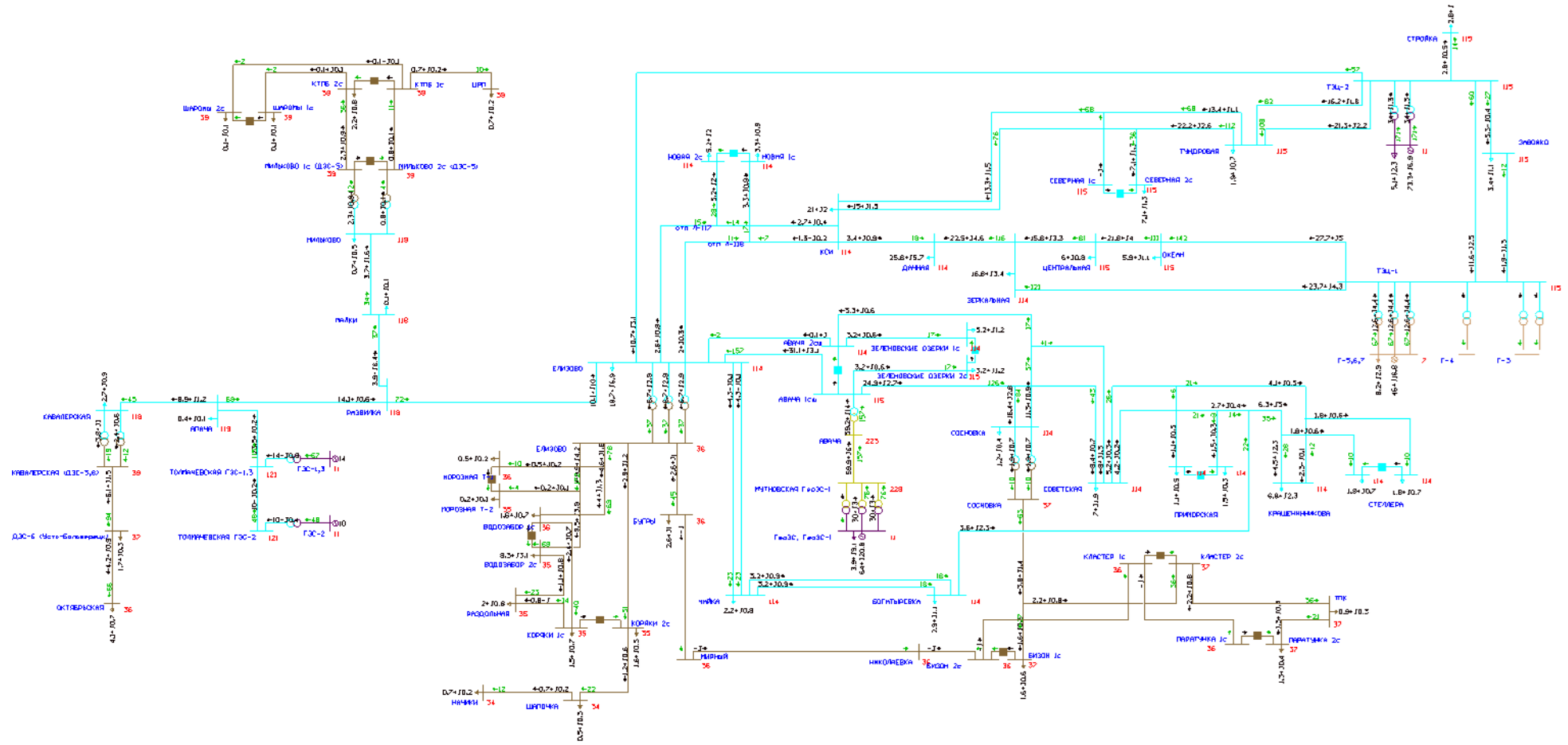


Рисунок 3.38

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим летнего максимального потребления мощности 2025 год. Оптимистичный вариант

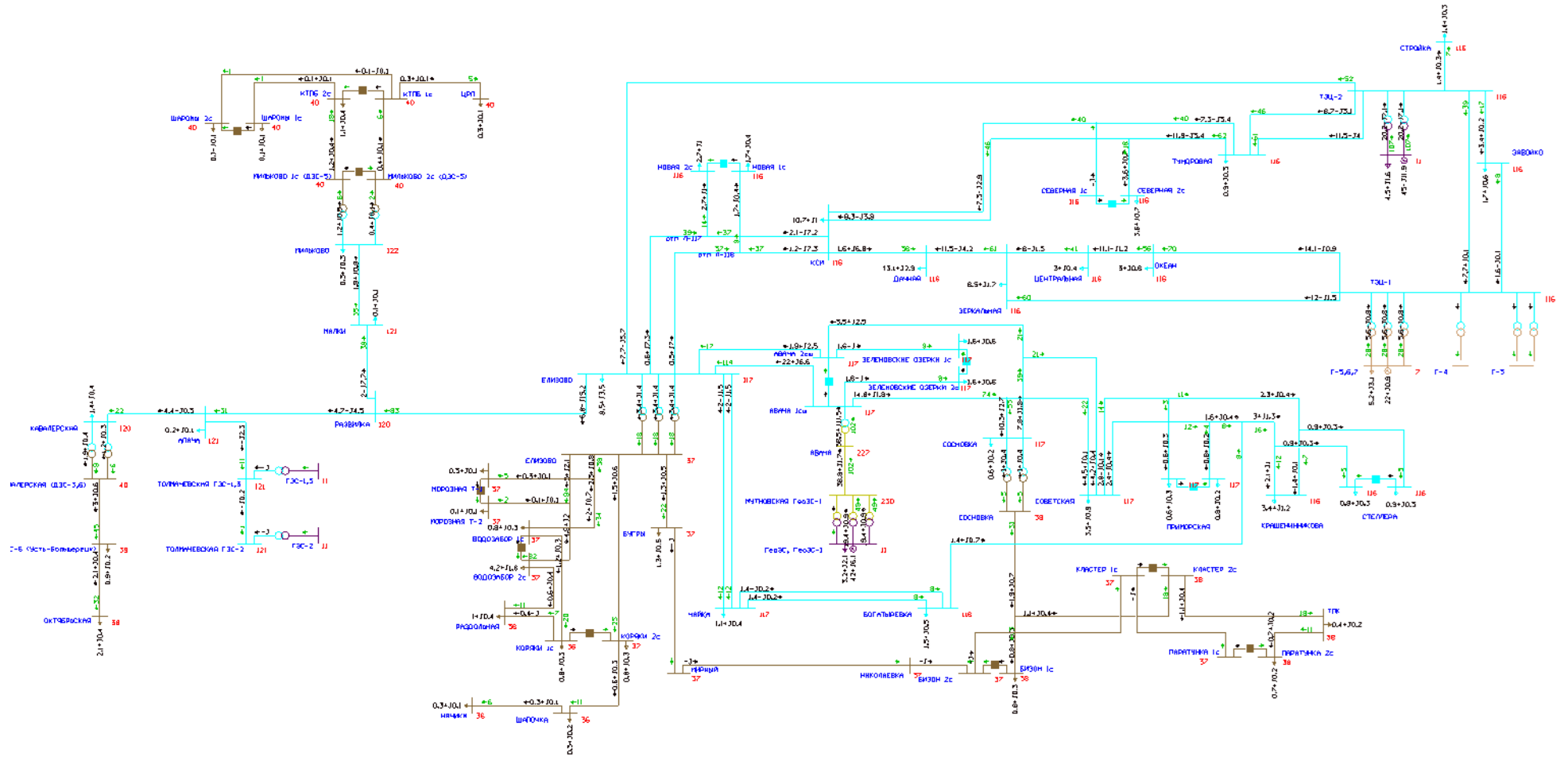
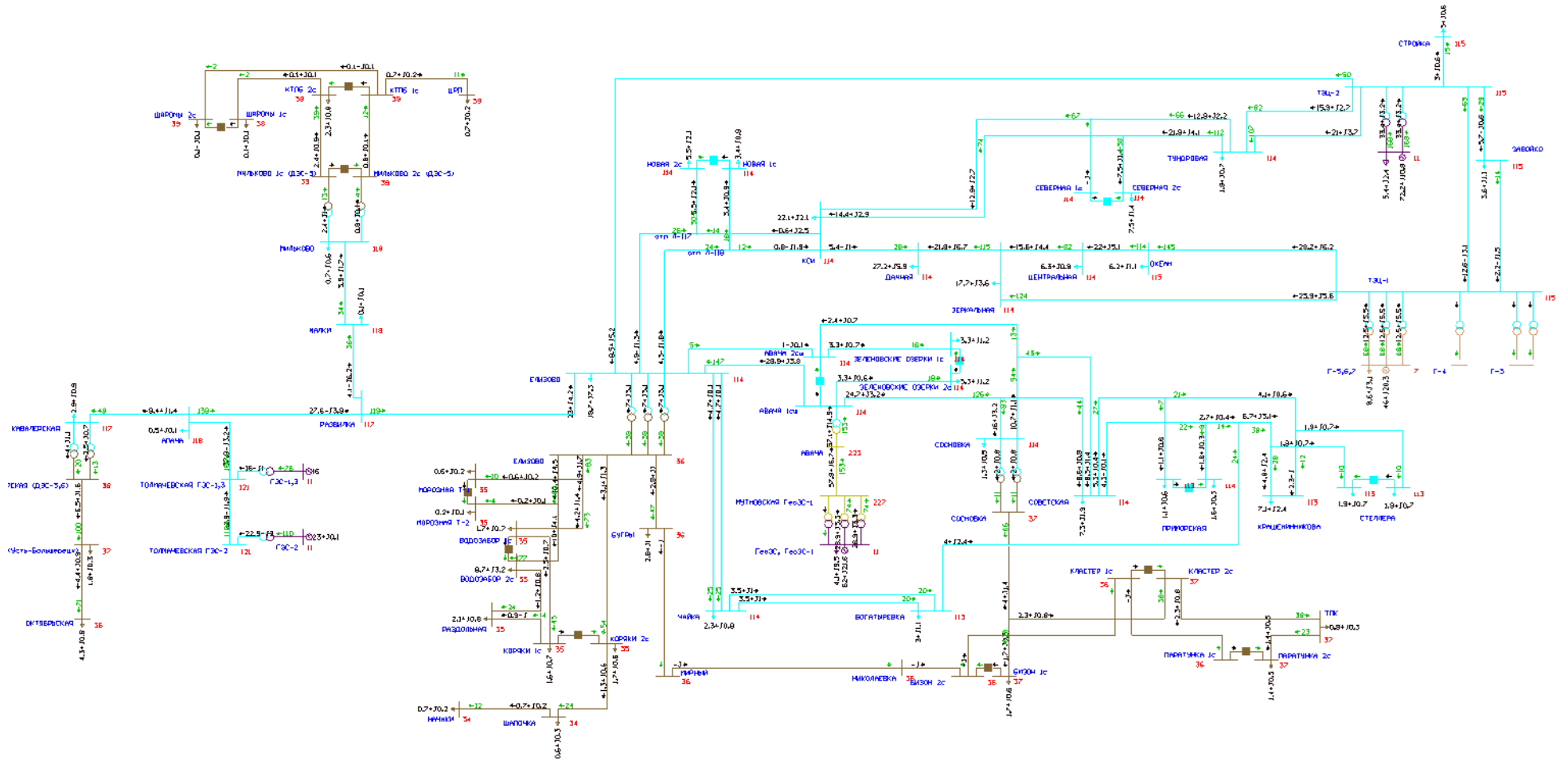


Рисунок 3.39

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим летних минимальных нагрузок 2025 год. Оптимистичный вариант



Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.

Режим паводка 2025 год. Оптимистичный вариант

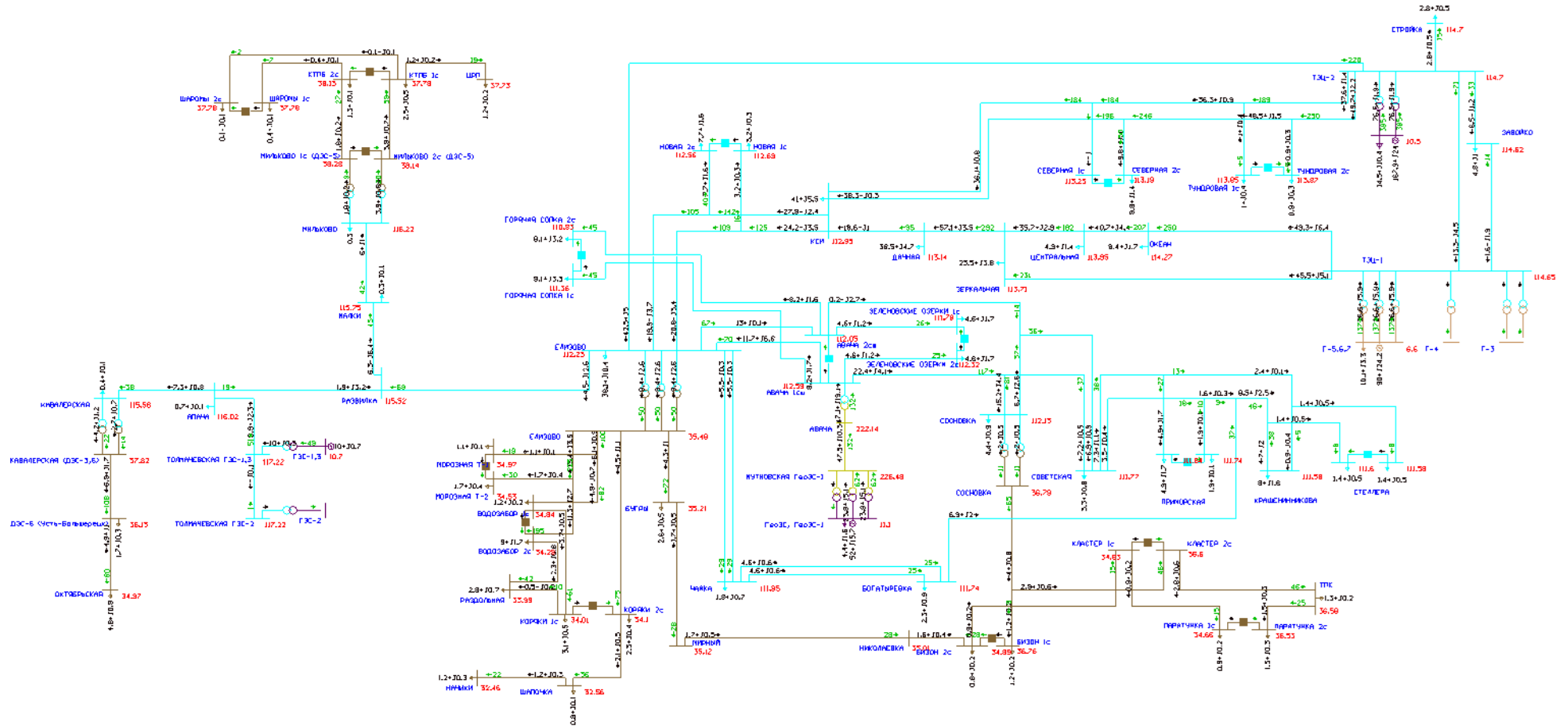


Рисунок 3.41

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим зимнего максимального потребления мощности 2026 год. Оптимистичный вариант

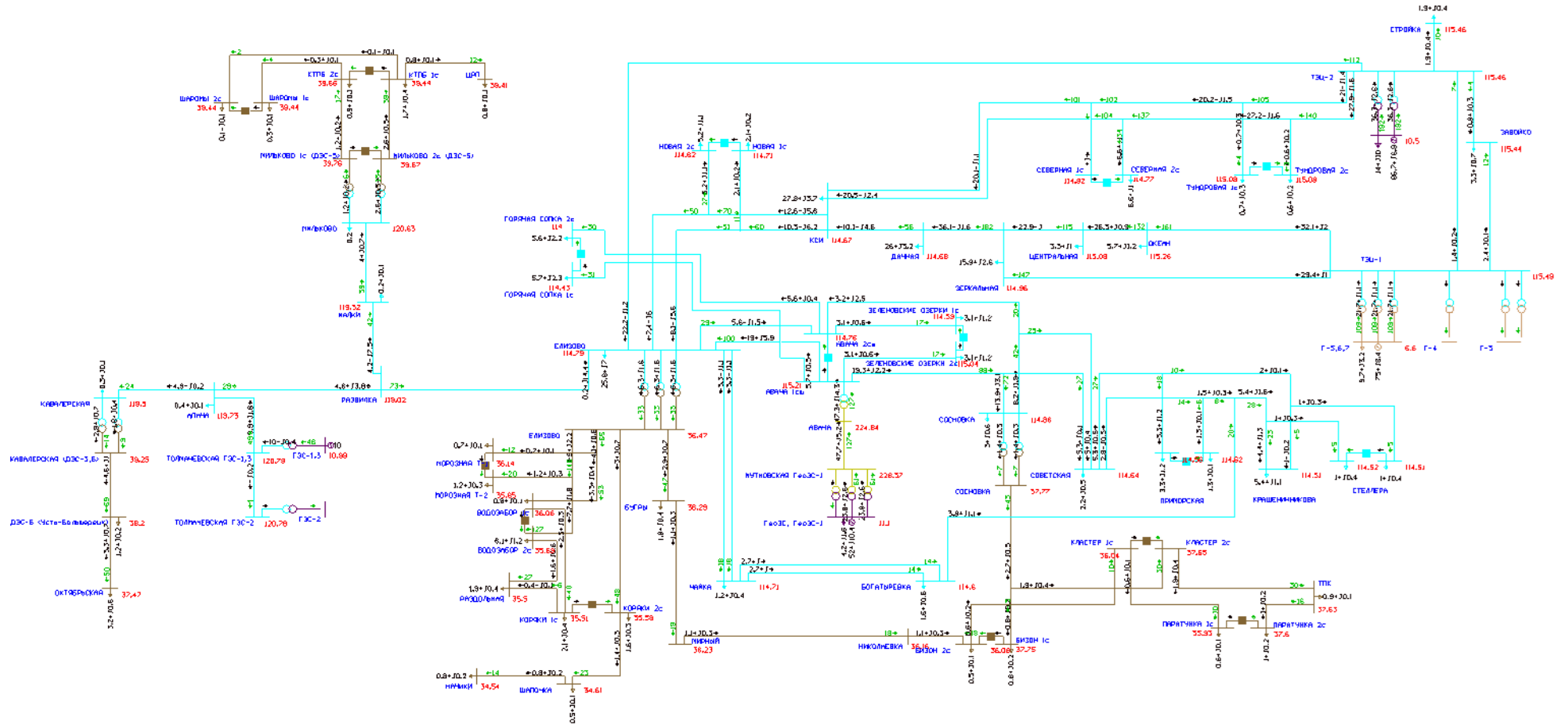


Рисунок 3.42

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
 Режим зимних минимальных нагрузок 2026 год. Оптимистичный вариант

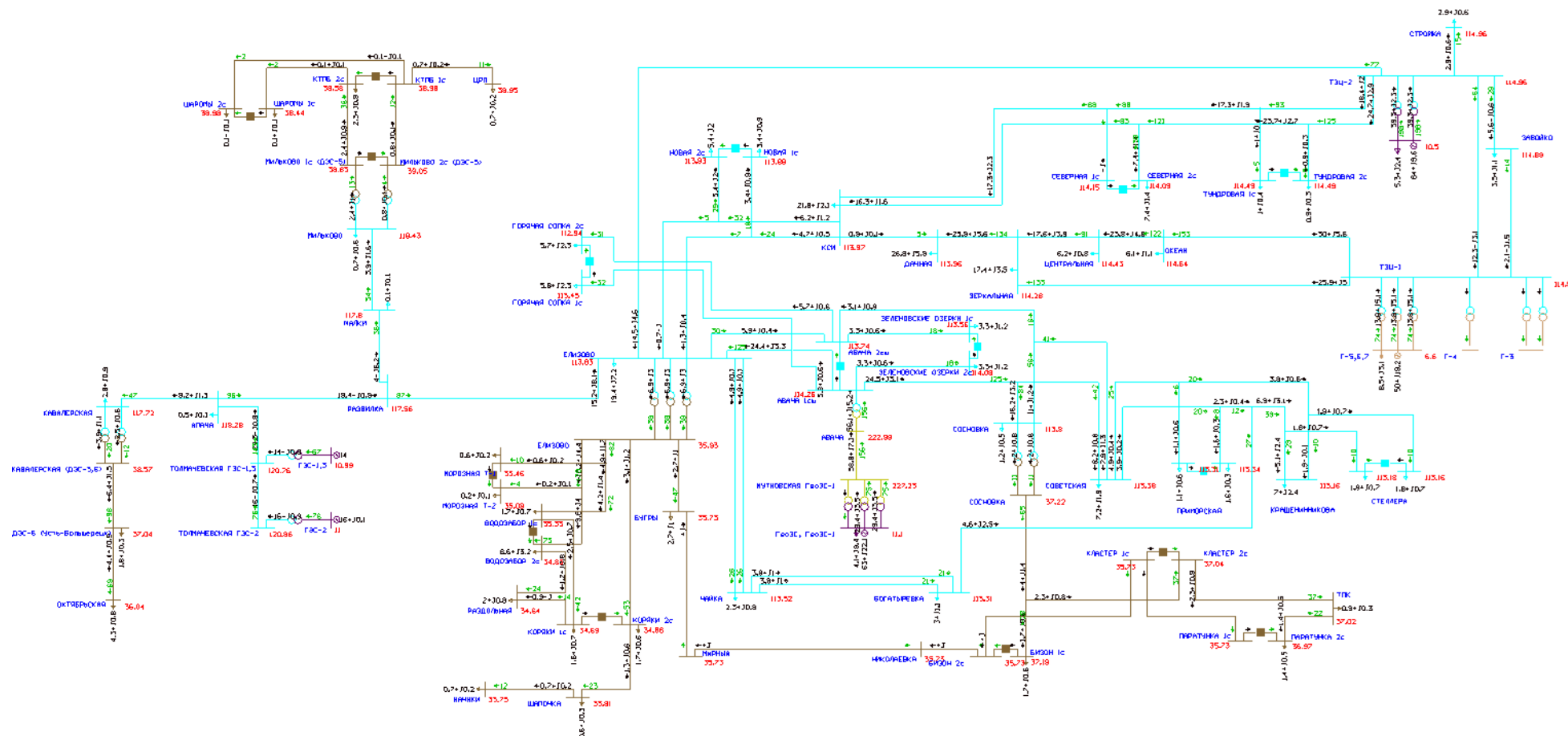


Рисунок 3.43

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края. Режим летнего максимального потребления мощности 2026 год. Оптимистичный вариант

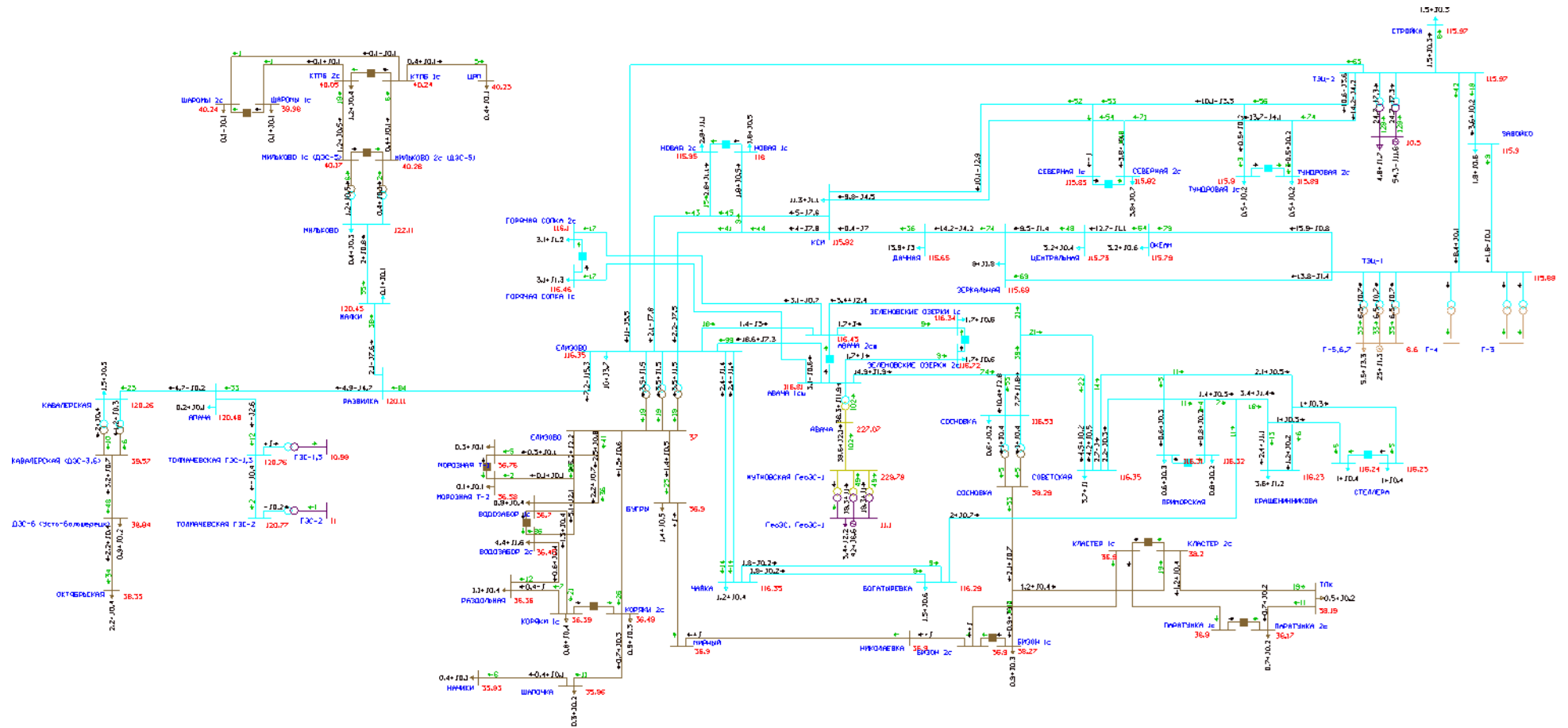


Рисунок 3.44

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
 Режим летних минимальных нагрузок 2026 год. Оптимистичный вариант

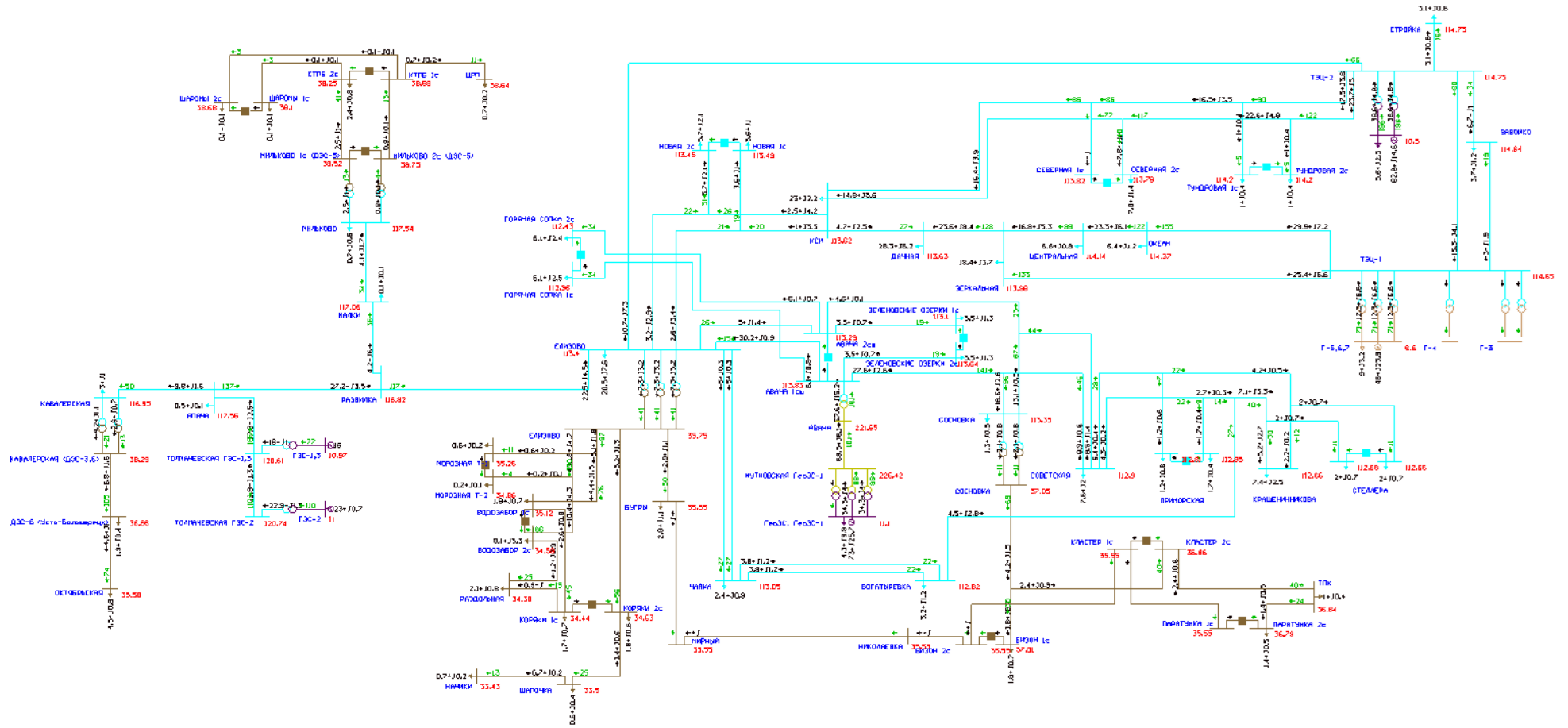


Рисунок 3.45
 Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
 Режим паводка 2026 год. Оптимистичный вариант

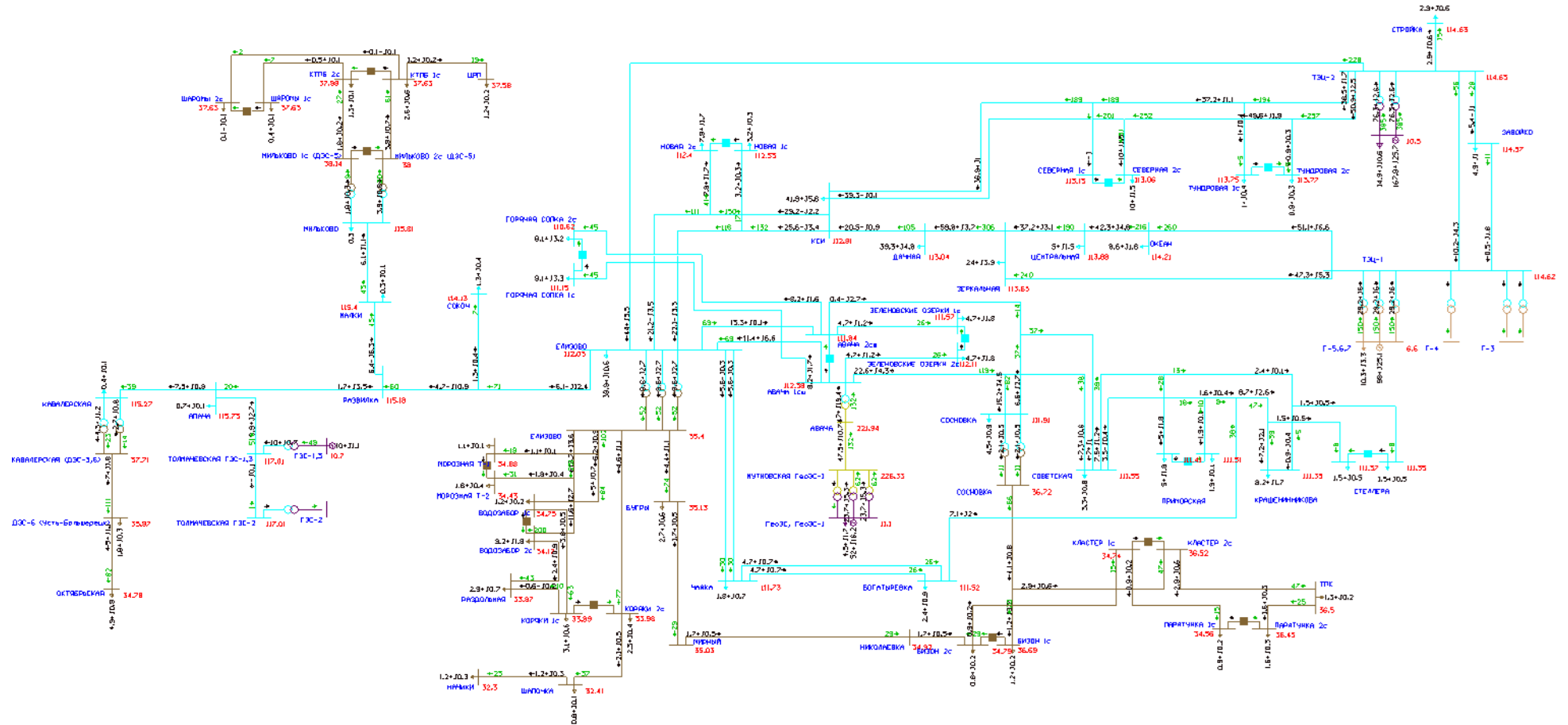


Рисунок 3.46

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края. Режим зимнего максимального потребления мощности 2027 год. Оптимистичный вариант

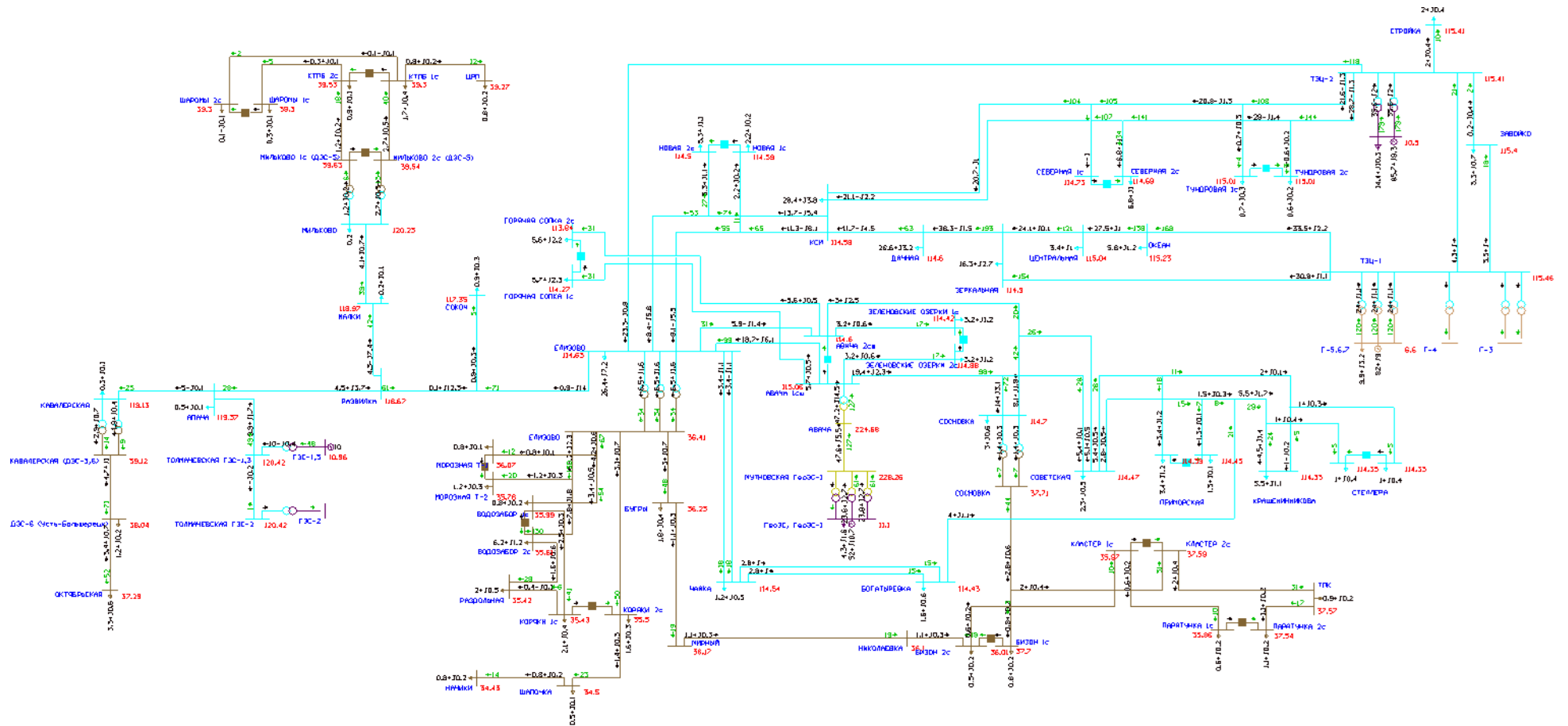


Рисунок 3.47

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
 Режим зимних минимальных нагрузок 2027 год. Оптимистичный вариант

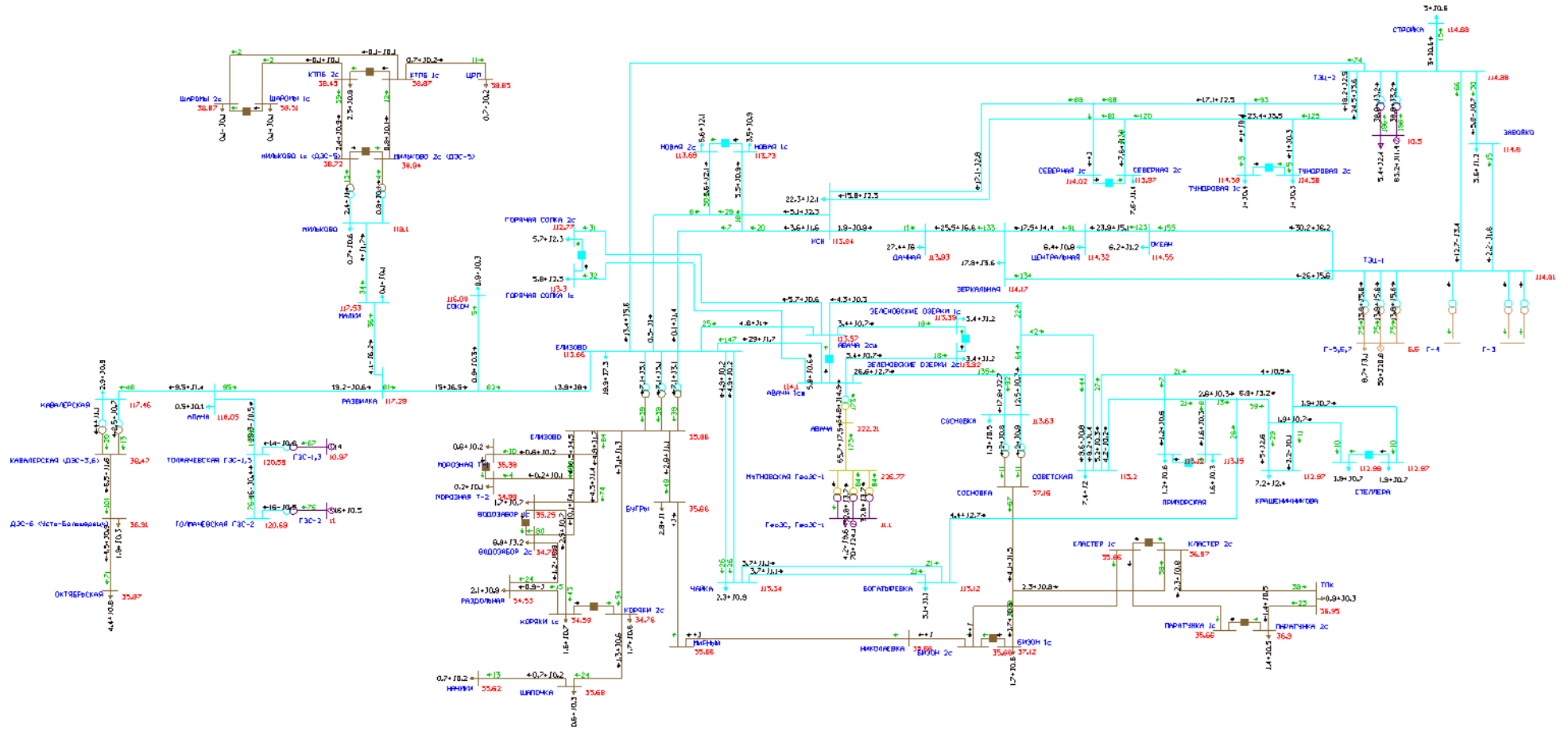


Рисунок 3.48

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим летнего максимального потребления мощности 2027 год. Оптимистичный вариант.

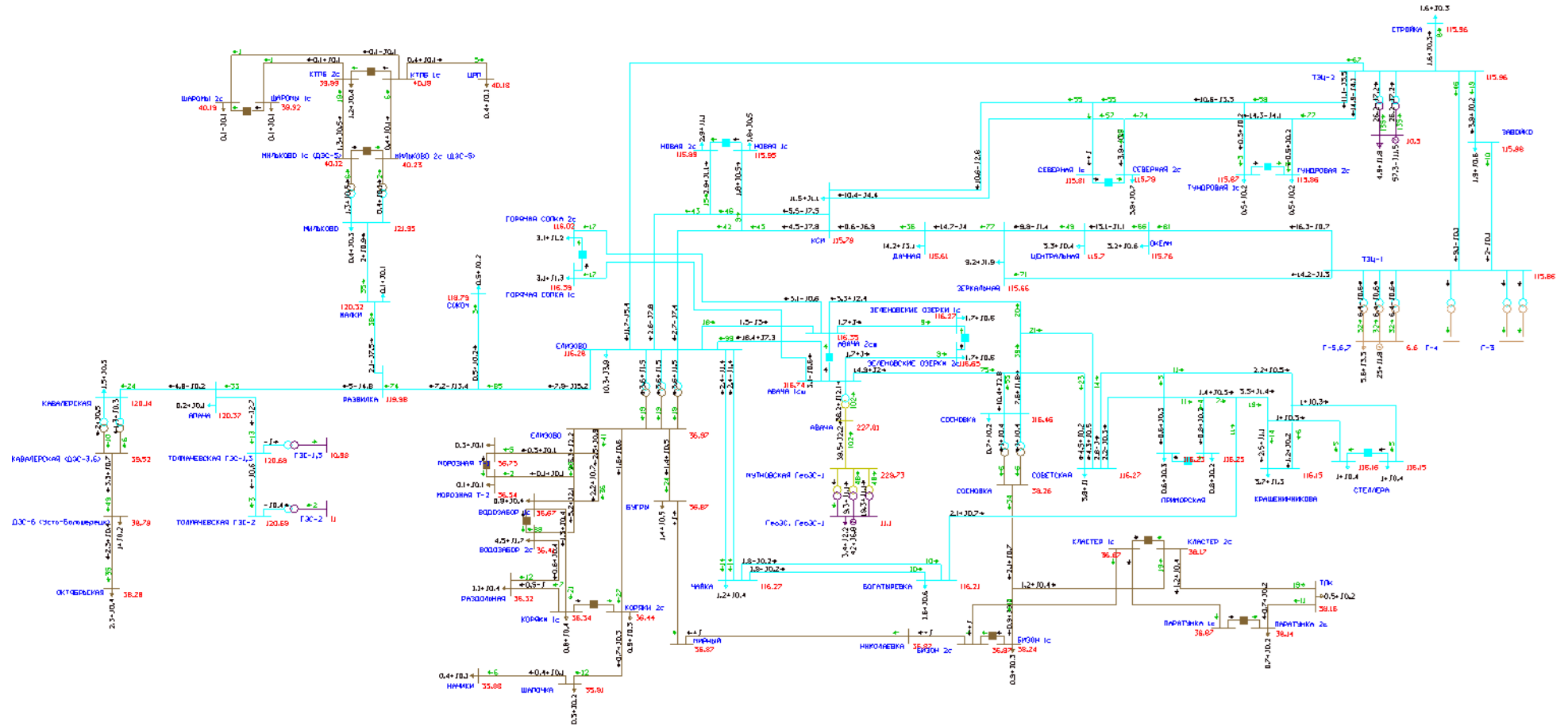


Рисунок 3.49

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.
Режим летних минимальных нагрузок 2027 год. Оптимистичный вариант

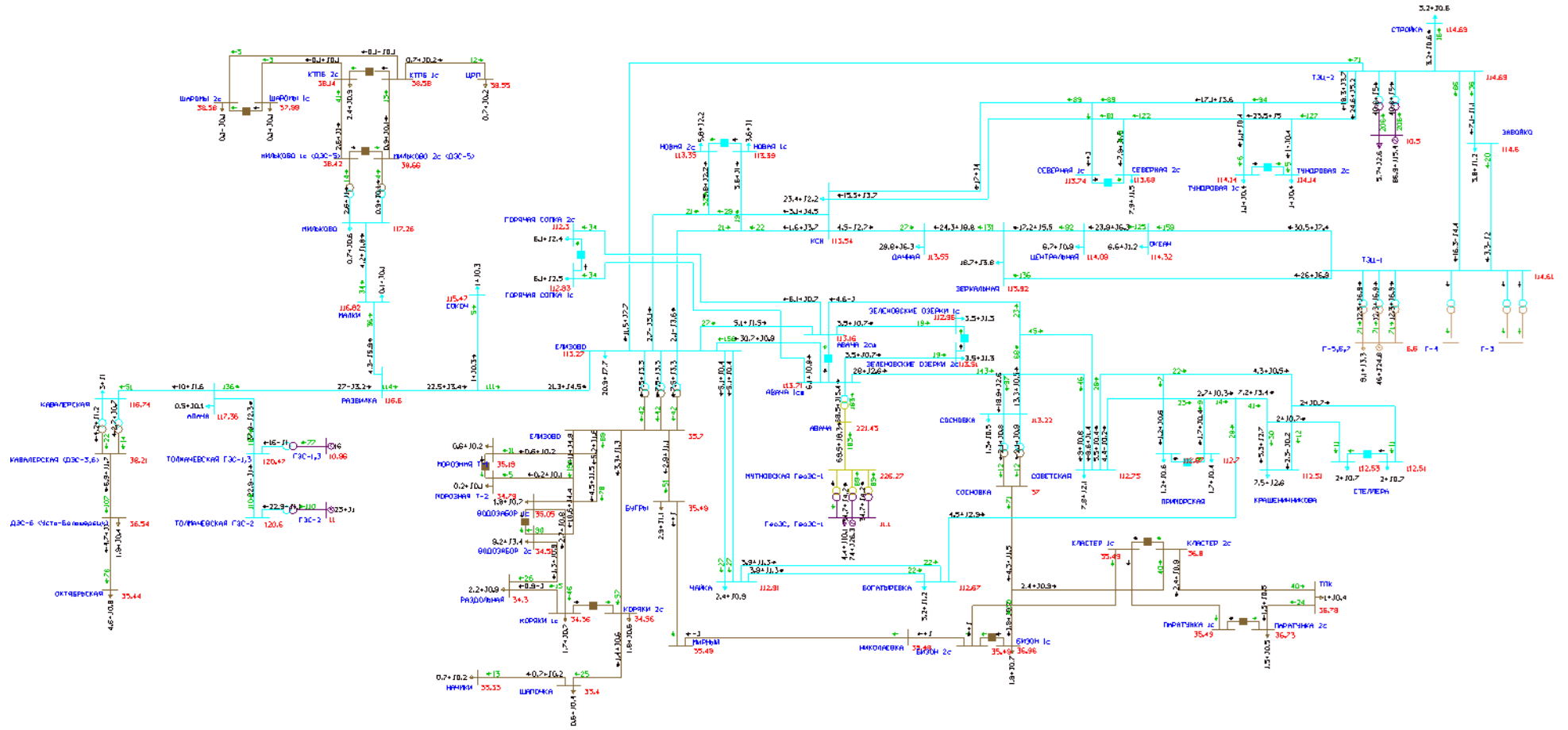


Рисунок 3.50

Потокораспределение в сети 35 кВ и выше Центрального энергоузла Камчатского края.

Режим паводка 2027 год. Оптимистичный вариант

I. ИЗОЛИРОВАННЫЕ ЭНЕРГОУЗЛЫ

Введение

Настоящий отчет выполнен в рамках разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Камчатского края на 2023–2027 годы.

Целями работы по разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Камчатского края на 2023–2027 годы (далее – СиПР) являются:

- разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного потребления электрической энергии и мощности, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики Камчатского края;

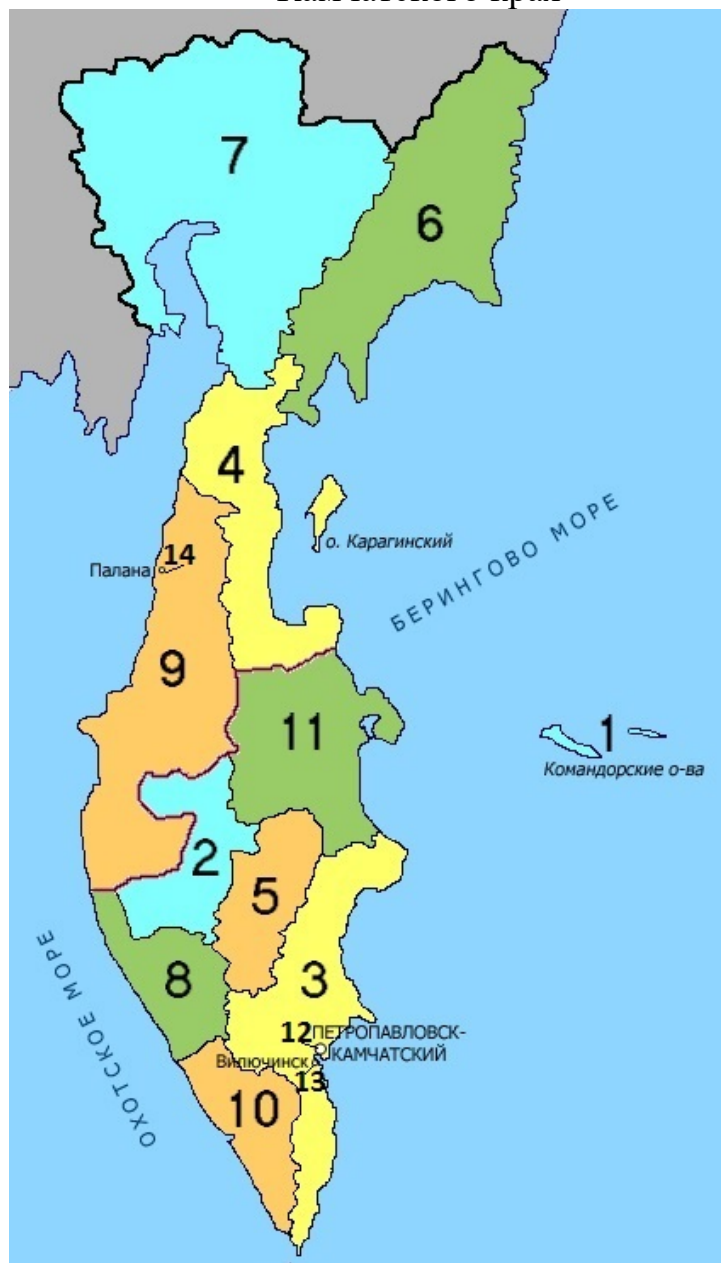
- обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей и эффективного функционирования электрических сетей на 2023–2027 гг. с учетом динамики потребления электрической мощности, перспективы развития электрогенерирующих мощностей энергосистемы Камчатского края;

- оценка экономической эффективности направлений развития генерирующих источников на перспективу до 2045 года, в том числе функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;

- разработка рекомендаций по объемам и срокам реконструкции действующих энергетических объектов, по новому электросетевому строительству на 2023–2027 гг. по годам.

В рамках настоящего отчета выполнен анализ текущего состояния и проработаны перспективы развития электроэнергетического комплекса изолированных энергоузлов Камчатского края.

1. Общая характеристика изолированных энергоузлов
Камчатского края



- 1 - Алеутский муниципальный округ
- 2 - Быстринский муниципальный район
- 3 - Елизовский муниципальный район
- 4 - Карагинский муниципальный район
- 5 - Мильковский муниципальный район
- 6 - Олюторский муниципальный район
- 7 - Пенжинский муниципальный район
- 8 - Соболевский муниципальный район
- 9 - Тигильский муниципальный район
- 10 - Усть-Большерецкий муниципальный район
- 11 - Усть-Камчатский муниципальный район
- 12 - Петропавловск-Камчатский городской округ
- 13 - Вилючинский городской округ
- 14 - Городской округ «поселок Палана»

Рисунок 1.1 – Административная карта Камчатского края

Энергосистема Камчатского края работает изолированно и осуществляет электроснабжение потребителей Камчатского края. В состав энергосистемы Камчатского края входят Центральный энергоузел и 13 изолированно работающих энергоузлов.

Электроснабжение изолированных территорий осуществляется от автономных дизельных электростанций, ВЭС, МГЭС и ГеоЭС. Основные компании, осуществляющие электроснабжение изолированных энергоузлов Камчатского края, представлены ниже:

- АО «Южные электрические сети Камчатки» (АО «ЮЭСК»);
- АО «Корякэнерго»;
- ПАО «Камчатскэнерго» и др.

В Карагинском муниципальном районе осуществляют деятельность по электроснабжению потребителей ООО «Колхоз «Ударник» (с. Карага, с. Кострома), ООО «Морошка» (с. Ивашка), «Электрические сети Ивашки».

Ряд рыбоперерабатывающих предприятий также осуществляют локальное электроснабжение промышленных объектов. Потребность в электроэнергии и мощности покрывается с помощью автономных электростанций на базе дизельных установок.

Перечень изолированных энергоузлов Камчатского края и краткая характеристика населенных пунктов муниципальных образований Камчатского края, входящих в состав изолированных энергоузлов, представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1

№ п/п	Муниципальное образование	Поселение	Населенный пункт	Энергокомпания	Энергоисточник	ЛЭП	Население, чел.	Расстояние до централизованных сетей, км	Транспортная доступность населенного пункта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Средне-Камчатский энергоузел								
1.1.	Мильковский муниципальный район	Атласовское сельское поселение	п. Атласово	АО «ЮЭСК»	ДЭС-14, котельная, ведомственные котельные	ВЛ 35 кВ ГЭС-4 - Атласово (64,35 км)	605	441	Автотранспорт
			п. Таежный	АО «Корякэнерго»	ДЭС-6	ВЛ и КЛ	118	407	Автотранспорт круглый год, кроме осени и весны - переправа закрыта паром/лед на р. Камчатка
		Мильковское сельское поселение	с. Долиновка	АО «ЮЭСК»	ДЭС-19, котельная	ВЛ и КЛ	252	367	Автотранспорт
1.2.	Быстринский муниципальный район	Эссовское сельское поселение	с. Эссо	АО «ЮЭСК»	Быстринская МГЭС, котельная, ведомственные котельные	ВЛ 35 кВ Быстринская МГЭС - Атласово (64,35 км) ВЛ 35 кВ Быстринская МГЭС - Анавгай - Эссо (39,55 км)	1917	522	Автотранспорт
2.	Озерновский энергоузел								
2.1.	Усть-Большерецкий муниципальный район	Озерновское городское поселение	п. Озерновский	ПАО «Камчатскэнерго»	Озерновская ДЭС, локальные системы	ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС	1560	131	Летом морской/воздушный транспорт, грунтовая дорога с переправами,

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
					теплоснабжени я				
		Межселенная территория	п. Паужетка	ПАО «Камчатскэнерго »	Паужетская ГеоЭС	Озерновска я	78	139	зимой воздушный транспорт и дорога с ледовыми переправами
3.	Алеутский энергоузел								
3.1.	Алеутский муниципаль ный округ в Камчатском крае	-	с. Никольское	АО «ЮЭСК» АО «ЮЭСК»	ДЭС-17, ВЭС, котельные, ведомственные котельные	ВЛ и КЛ	676	775	Авиасообщение, морской транспорт
4.	Усть-Камчатский энергоузел								
4.1.	Усть- Камчатский муниципаль ный район	Усть- Камчатское сельское поселение	п. Усть- Камчатск	АО «ЮЭСК» АО «ЮЭСК»	ДЭС-23, ВЭС- 23, локальные системы электро и теплоснабжени я	ВЛ 35 кВ (35,95 км), КЛ	3374	760	Авиасообщение, морской транспорт, автотранспорт
5.	Ключевской энергоузел								
5.1.	Усть- Камчатский муниципаль ный район	Ключевское сельское поселение	п. Ключи	АО «ЮЭСК»	ДЭС-22, локальные системы электро и теплоснабжени я	ВЛ и КЛ	4422	560	Автотранспорт
6.	Козыревский энергоузел								
6.1.	Усть- Камчатский муниципаль ный район	Козыревское сельское поселение	п. Козыревск	АО «ЮЭСК»	ДЭС-16, локальные системы электро и теплоснабжени я	ВЛ	958	494	Автотранспорт
7.	Соболевский энергоузел								

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7.1.		Соболевское сельское поселение	с. Соболево	АО «ЮЭСК»	ГДЭС-7, локальные системы электро и теплоснабжения	ВЛ 35 кВ Соболево - Устьевое (17,3 км), КЛ	1698	215	Авиасообщение, ведомственная автодорога
7.2.	Соболевский муниципальный район	Крутогорское сельское поселение	п. Крутогорский	АО «Корякэнерго»	ГДЭС-21, котельная	ВЛ и КЛ	358	299	Морская навигация - летом, редко - вертолет, по разрешению Газпром - автодорога вахтовая до поселка
7.3.	Соболевский муниципальный район	Межселенная территория	п. Ичинский	АО «Корякэнерго»	ДЭС-22	ВЛ и КЛ	27	343	Морская навигация - летом, остальное время - вертолет, снегоход, вездеход, по разрешению Газпром - автодорога вахтовая до поселка
8.	Паланский энергоузел								
8.1.	Городской округ «поселок Палана»	-	п. Палана	АО «ЮЭСК»	ДЭС-10, локальные системы теплоснабжения	ВЛ и КЛ	2915	760	Авиасообщение, морской транспорт, зимник с декабря по апрель
8.2.	Тигильский муниципальный район	Сельское поселение с. Лесная	с. Лесная	АО «ЮЭСК»	ДЭС-30, локальные системы теплоснабжения	ВЛ	397	905	Автозимник из п. Палана

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9.	Тигильский энергоузел								
9.1.	Тигильский муниципальный район	Сельское поселение с. Тигиль	с. Тигиль	АО «ЮЭСК»	ДЭС-11, котельные	ВЛ 35 кВ Тигиль - Седанка (35,8 км), КЛ	1404	760	Авиасообщение, автотранспорт из п. Палана, автозимник
9.2.		Сельское поселение с. Усть-Хайрюзово	с. Усть-Хайрюзово	АО «Корякэнерго»	ДЭС-5, локальные системы теплоснабжения	ВЛ и КЛ	755	433	Морская навигация - летом, остальное время - самолет, снегоход, вездеход
9.3.		Сельское поселение с. Хайрюзово	с. Хайрюзово	АО «Корякэнерго»	ДЭС-29, ведомственные котельные	ВЛ и КЛ	124	432	Морская навигация - летом, остальное время - вертолет, снегоход, вездеход
9.4.		Сельское поселение с. Воямполка	с. Воямполка	АО «ЮЭСК»	ДЭС-29	ВЛ	120	615	Автотранспорт из с. Тигиль, автозимник
10.	Оссорский энергоузел								
10.1.	Карагинский муниципальный район	Сельское поселение п. Оссора	п. Оссора	АО «ЮЭСК»	ДЭС-12, локальные системы теплоснабжения	ВЛ и КЛ	1922	990	Авиасообщение, морской транспорт
10.2.		Сельское поселение с. Ильпырский	с. Ильпырский	АО «Корякэнерго»	ДЭС-25	ВЛ и КЛ	97	837	Морская навигация - летом, остальное время - вертолет, снегоход, вездеход
10.3.		Сельское поселение с. Тымлат	с. Тымлат	АО «Корякэнерго»	ДЭС-23, котельная	ВЛ и КЛ	636	767	Морская навигация - летом, остальное

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
									время - вертолет, снегоход, вездеход
11.	Олюторский энергоузел								
11.1.	Олюторский муниципальный район	Сельское поселение с. Тилички	с. Тилички	АО «ЮЭСК»/АО «Корякэнерго»	ДЭС-8 6,2 МВт, модульная мДЭС-8 (мкр. Верхние Тилички) 5 МВт, локальные системы электро и теплоснабжения, ведомственные котельные	ВЛ 35 кВ Тилички - Корф (24,21 км), КЛ	1237	1200 (959)	Морская навигация - летом, остальное время - вертолет, самолет
11.2.		Сельское поселение с. Хаилино	с. Хаилино	АО «Корякэнерго»	ДЭС-26, котельные	ВЛ и КЛ	632	1 226	Только вертолетное сообщение, с января по апрель - автозимник: снегоход, вездеход
11.3.		Сельское поселение с. Пахачи	с. Пахачи	АО «Корякэнерго»	ДЭС-14	ВЛ и КЛ	339	1 052	Морская навигация - летом, остальное время - вертолет, снегоход, вездеход
11.4.		Сельское поселение с. Средние Пахачи	с. Средние Пахачи	АО «Корякэнерго»	ДЭС-16	ВЛ и КЛ	322	1 056	Только вертолетное сообщение, с января по апрель - автозимник:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
									снегоход, вездеход
11.5.	Олюторски й муниципал ьный район	Сельское поселение с. Вывенка	с. Вывенка	АО «Корякэнерго»	ДЭС-28, котельная	ВЛ и КЛ	386	899	Морская навигация - летом, остальное время - вертолет, снегоход, вездеход
11.6.		Сельское поселение с. Ачайваям	с. Ачайваям	АО «Корякэнерго»	ДЭС-27, котельная	ВЛ и КЛ	448	1 136	Только вертолетное сообщение, с января по апрель - автозимник: снегоход, вездеход
11.7.		Сельское поселение с. Апука	с. Апука	АО «Корякэнерго»	ДЭС-7, котельная	ВЛ и КЛ	223	1 060	Морская навигация - летом, остальное время - вертолет, снегоход, вездеход
12.	Пенжинский энергоузел								
12.1.	Пенжински й муниципал ьный район	Сельское поселение с. Таловка	с. Таловка	АО «ЮЭСК»	ДЭС-26, котельные, бойлерные	ВЛ и КЛ	203	1240	Авиасообщение, автозимник, речные баржи
12.2.		Сельское поселение с. Манилы	с. Манилы	АО «ЮЭСК»	ДЭС-4, котельные, бойлерные	ВЛ 35 кВ Манилы - Каменное (46 км), КЛ	694	1340	Авиасообщение, морской транспорт в период навигации (июнь-октябрь)
12.3.		Сельское поселение с. Каменское	с. Каменское	АО «ЮЭСК»	ДЭС-9, котельные, бойлерные	ВЛ	524	1297	Авиасообщение, автотранспорт из с. Манилы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12.4.		Межселенная территория	с. Парень	АО «ЮЭСК»	ДЭС-28	ВЛ	57	1457	Автозимник, кратковременно морская баржа
12.5.		Сельское поселение с. Слаутное	с. Слаутное	АО «ЮЭСК»	ДЭС-1, котельные, бойлерные	ВЛ	232	1602	Авиасообщение, автозимник, речные баржи
12.6.		Сельское поселение с. Аянка	с. Аянка	АО «ЮЭСК»	ДЭС-15, котельная, бойлерная	ВЛ	259	1495	Авиасообщение, автозимник, речные баржи
12.7.		Межселенная территория	с. Оклан	АО «ЮЭСК»	ДЭС-27	ВЛ	40	1333	Автозимник, по сезону автодорога

2. Анализ отчетной динамики потребления электроэнергии и мощности изолированных энергоузлов Камчатского края

Динамика электропотребления изолированных энергоузлов Камчатского края за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.1 и на рисунке 2.1.

Таблица 2.1

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электропотребление, млн кВтч	212,68	214,76	212,53	220,65	211,52
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	10,20	2,08	-2,24	3,68	-9,13
3.	Годовой прирост, %	5,04	0,98	-1,04	1,5	-4,32

В 2022 г. электропотребление изолированных энергоузлов Камчатского края сократилось на 9,13 млн кВтч (- 4,32 процента) относительно предыдущего 2021 года. В период 2018-2022 гг. электропотребление изолированных районов Камчатского края сократилось в 2022 г. на 1,16 млн кВтч (- 0,55 процента) и составило 211,52 млн кВтч. В среднем за рассматриваемый период электропотребление изолированных районов Камчатского края сократилось на 2,9 млн кВтч.

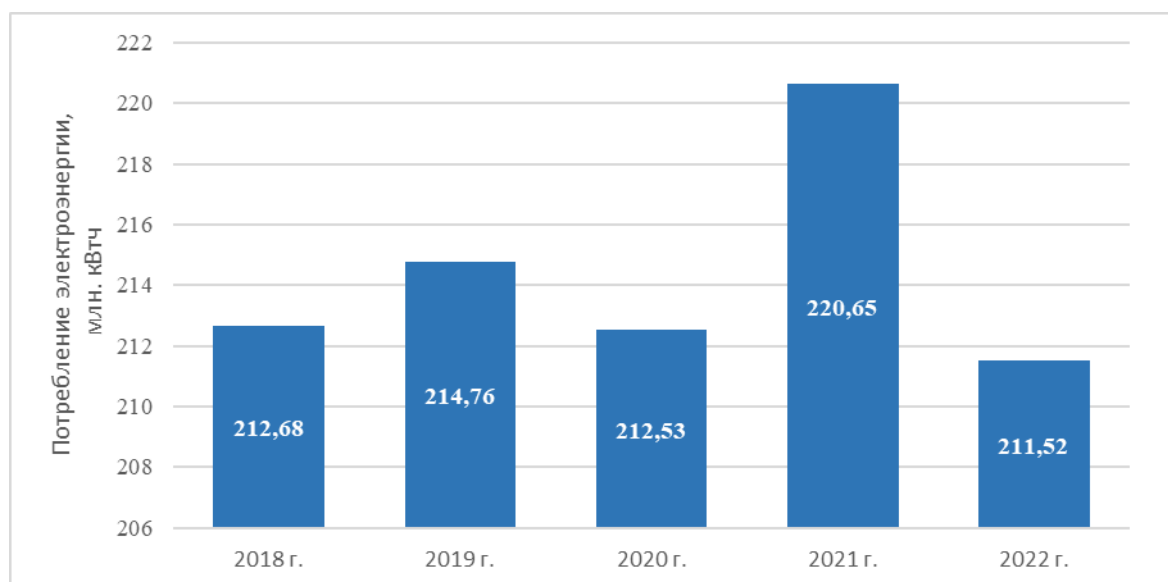


Рисунок 2.1 – Динамика потребления электрической энергии изолированных энергоузлов Камчатского края за отчетный период 2018-2022 гг.

Распределение нагрузки по изолированным энергоузлам Камчатского края (в МВт) за отчетный период 2018-2022 гг. приведено в таблице 2.2.

Таблица 2.2

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Средне-Камчатский энергоузел	3,34	3,35	3,38	3,44	3,48
2.	Озерновский энергоузел	8,1	8,2	8,6	9,2	9,5
3.	Алеутский энергоузел	0,8	0,7	0,7	0,65	0,67
4.	Усть-Камчатский энергоузел	6,9	7,1	6,8	7,1	8,59
5.	Ключевской энергоузел	3,2	3,1	3,6	3,1	3,2
6.	Козыревский энергоузел	0,7	0,7	0,7	0,68	0,75
7.	Соболевский энергоузел	2,6	2,8	2,7	2,71	2,76
8.	Паланский энергоузел	2,2	2,4	2,3	2,18	2,29
9.	Тигильский энергоузел	3,4	3,4	3,5	3,5	4,44
10.	Оссорский энергоузел	2,8	2,9	2,8	2,8	2,31
11.	Олюторский энергоузел	6,5	6,7	6,2	6,47	6,2
12.	Пенжинский энергоузел	2,01	2,28	2,21	2,41	2,75

Средне-Камчатский энергоузел

Средне-Камчатский энергоузел обеспечивает электроснабжение потребителей 2 муниципальных образований Камчатского края (таблица 2.3).

Таблица 2.3

№ п/п	Муниципальное образование	Поселение	Населенный пункт
1	2	3	4
1.	Мильковский муниципальный район	Мильковское сельское поселение	с. Долиновка
		Атласовское сельское поселение	п. Таежный
			п. Атласово
2.	Быстринский муниципальный район	Эссовское сельское поселение	с. Эссо

Динамика электропотребления Средне-Камчатского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.4 и на рисунке 2.2.

Таблица 2.4

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электропотребление, млн кВтч	9,85	10,17	10,28	10,50	10,62
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	0,11	0,32	0,11	0,22	0,12
3.	Годовой прирост, %	1,10	3,25	1,11	2,14	1,14

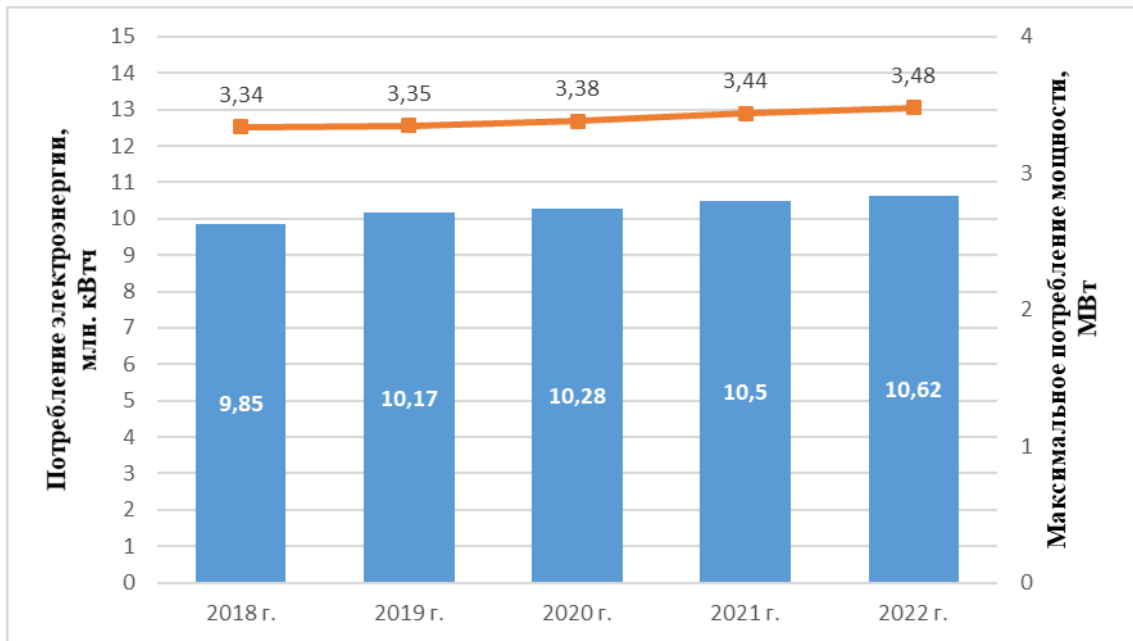


Рисунок 2.2 – Динамика потребления электрической энергии и мощности Средне-Камчатского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг.

За рассматриваемый отчетный период 2018-2022 гг. наблюдался рост электропотребления Средне-Камчатского энергоузла, величина которого в 2022 г. составила 10,62 млн кВтч, что на 0,77 млн кВтч выше аналогичного показателя 2018 г.

Динамика максимального потребления мощности Средне-Камчатского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.5 и на рисунке 2.2.

Таблица 2.5

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	3,34	3,35	3,38	3,44	3,48
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	0,10	0,01	0,03	0,06	0,04
3.	Годовой прирост, %	0,8	0,3	0,9	1,78	1,16

В 2022 г. максимальное потребление мощности Средне-Камчатского энергоузла было зафиксировано на уровне 3,48 МВт, что на 0,14 МВт выше максимального потребления мощности в 2018 г.

Озерновский энергоузел

Озерновский энергоузел обеспечивает электроснабжение потребителей 1 муниципального образования Камчатского края (таблица 2.6).

Таблица 2.6

№ п/п	Муниципальное образование	Поселение	Населенный пункт
1	2	3	4
1.	Усть-Большерецкий муниципальный район	Озерновское городское поселение	п. Озерновский
2.		Межселенная территория	п. Паужетка

Динамика электропотребления Озерновского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.7 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.7

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электропотребление, млн кВтч	43,77	44,20	46,23	46,37	44,22
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	-0,15	0,43	2,03	0,14	-2,15
3.	Годовой прирост, %	-0,34	0,98	4,58	0,30	-4,86

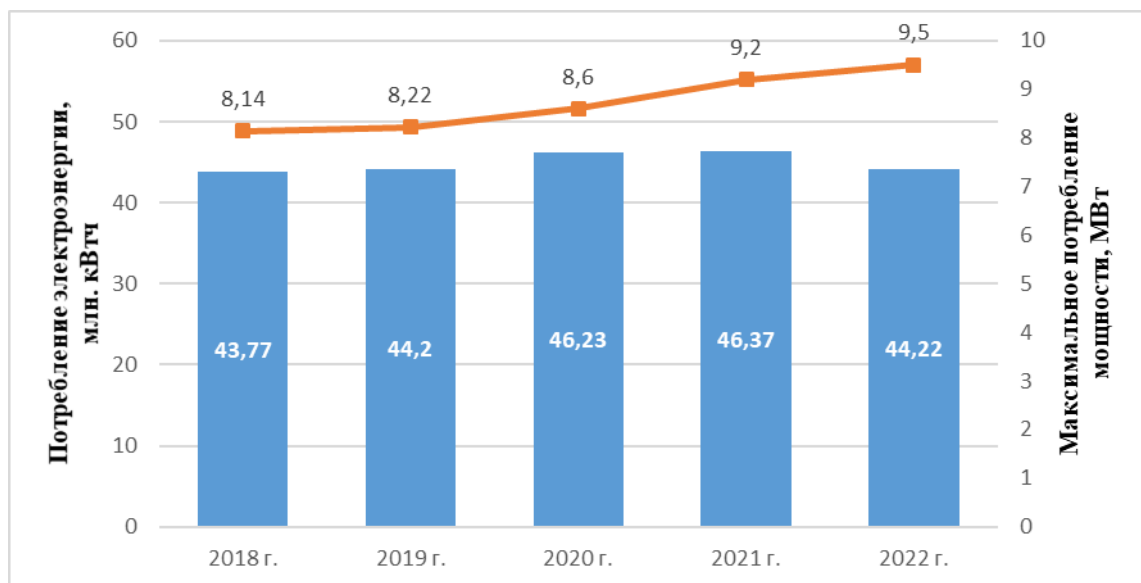


Рисунок 2.3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности Озерновского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг.

В 2022 г. электропотребление Озерновского энергоузла составило 44,22 млн кВтч, что на 0,45 млн кВтч (-1,03 процента) ниже аналогичного показателя 2018 г.

Динамика максимального потребления мощности Озерновского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.8 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.8

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	8,14	8,22	8,60	9,20	9,50
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-0,03	0,08	0,38	0,60	0,30
3.	Годовой прирост, %	-0,34	0,98	4,58	6,98	3,26

В 2022 г. максимальное потребление мощности Озерновского энергоузла было зафиксировано на уровне 9,50 МВт, что на 1,36 МВт выше максимального потребления мощности в 2018 г.

Алеутский энергоузел

Алеутский энергоузел обеспечивает электроснабжение потребителей 1 муниципального образования Камчатского края (таблица 2.9).

Таблица 2.9

№ п/п	Муниципальное образование	Поселение	Населенный пункт
1	2	3	4
1.	Алеутский муниципальный округ в Камчатском крае	-	с. Никольское

Динамика электропотребления Алеутского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 3.10 и на рисунке 2.4.

Таблица 2.10

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электропотребление, млн кВтч	3,71	3,66	3,77	3,63	3,81
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	0,23	-0,05	0,11	-0,14	0,18
3.	Годовой прирост, %	-5,84	-1,35	2,97	-3,71	4,96

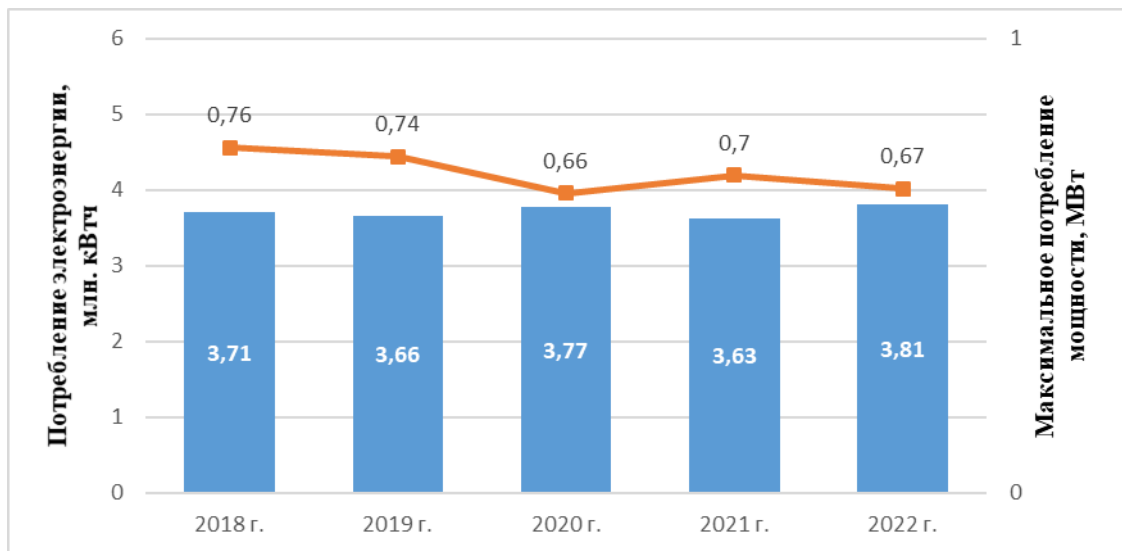


Рисунок 2.4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности Алеутского энергоузла за отчетный период 2018 - 2022 гг.

Динамика максимального потребления мощности Алеутского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.11 и на рисунке 2.4.

Таблица 2.11

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	0,76	0,74	0,66	0,70	0,67
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-0,09	-0,02	-0,08	0,04	-0,03
3.	Годовой прирост, %	-10,06	-2,63	-10,81	6,06	-4,29

В 2022 г. максимальное потребление мощности Алеутского энергоузла было зафиксировано на уровне 0,67 МВт, что на 0,09 МВт ниже максимального потребления мощности в 2018 г.

Усть-Камчатский энергоузел

Усть-Камчатский энергоузел обеспечивает электроснабжение потребителей 1 муниципального образования Камчатского края (таблица 2.12).

Таблица 2.12

№ п/п	Муниципальное образование	Поселение	Населенный пункт
1	2	3	4
1.	Усть-Камчатский муниципальный район	Усть-Камчатское сельское поселение	п. Усть-Камчатск

Динамика электропотребления Усть-Камчатского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.13 и на рисунке 2.5.

Таблица 2.13

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электропотребление, млн кВтч	22,75	22,54	22,20	21,85	22,14
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	-0,49	-0,21	-0,34	-0,35	0,29
3.	Годовой прирост, %	-2,11	-0,92	-1,51	-1,58	1,33

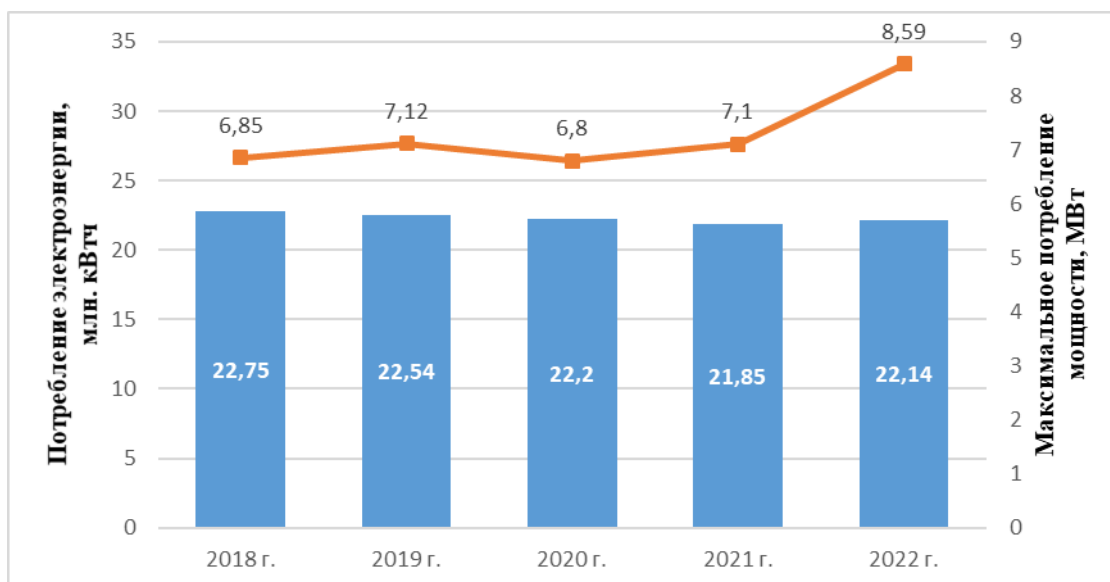


Рисунок 2.5 – Динамика потребления электрической энергии и мощности Усть-Камчатского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг.

В 2022 г. электропотребление Усть-Камчатского энергоузла составило 22,14 млн кВтч, что на 0,61 млн кВтч (-2,76 процента) ниже аналогичного показателя 2018 г.

Динамика максимального потребления мощности Усть-Камчатского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.14 и на рисунке 2.5.

Таблица 2.14

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	6,85	7,12	6,80	7,10	8,59
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-0,55	0,27	-0,32	0,30	1,49
3.	Годовой прирост, %	-7,48	3,94	-4,49	4,41	20,99

В 2022 г. максимальное потребление мощности Усть-Камчатского энергоузла было зафиксировано на уровне 8,59 МВт, что на 1,74 МВт выше максимального потребления мощности в 2018 г.

Ключевской энергоузел

Ключевской энергоузел обеспечивает электроснабжение потребителей 1 муниципального образования Камчатского края (таблица 2.15).

Таблица 2.15

№ п/п	Муниципальное образование	Поселение	Населенный пункт
1	2	3	4
1.	Усть-Камчатский муниципальный район	Ключевское сельское поселение	п. Ключи

Динамика электропотребления Ключевского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.16 и на рисунке 2.6.

Таблица 2.16

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электропотребление, млн кВтч	17,94	17,54	17,80	17,42	16,92
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	0,57	-0,40	0,26	-0,38	-0,5
3.	Годовой прирост, %	3,28	-2,23	1,47	-2,13	-2,96

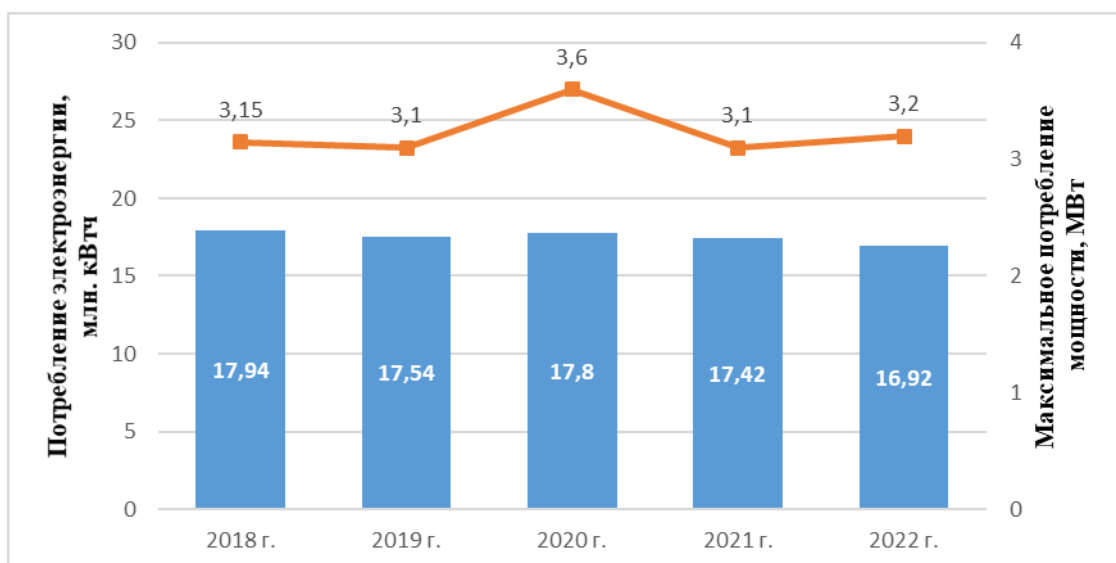


Рисунок 2.6 – Динамика потребления электрической энергии и мощности Ключевского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг.

В 2022 г. электропотребление Ключевского энергоузла составило 16,92 млн кВтч, что на 1,02 млн кВтч (- 6,03 процента) ниже аналогичного показателя 2018 г.

Динамика максимального потребления мощности Ключевского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.17 и на рисунке 2.6.

Таблица 2.17

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	3,15	3,10	3,60	3,10	3,20
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	0,05	-0,05	0,50	-0,50	0,10
3.	Годовой прирост, %	1,61	-1,59	16,13	-8,33	3,23

В 2022 г. максимальное потребление мощности Ключевского энергоузла было зафиксировано на уровне 3,20 МВт, что на 0,05 МВт выше максимального потребления мощности в 2018 г.

Козыревский энергоузел

Козыревский энергоузел обеспечивает электроснабжение потребителей 1 муниципального образования Камчатского края (таблица 2.18).

Таблица 2.18

№ п/п	Муниципальное образование	Поселение	Населенный пункт
1	2	3	4
1.	Усть-Камчатский муниципальный район	Козыревское сельское поселение	п. Козыревск

Динамика электропотребления Козыревского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.19 и на рисунке 2.7.

Таблица 2.19

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электропотребление, млн кВтч	3,45	3,47	3,45	3,45	3,48
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	-0,11	0,02	0,02	0,00	0,03
3.	Годовой прирост, %	-3,09	0,58	0,54	0,00	0,87

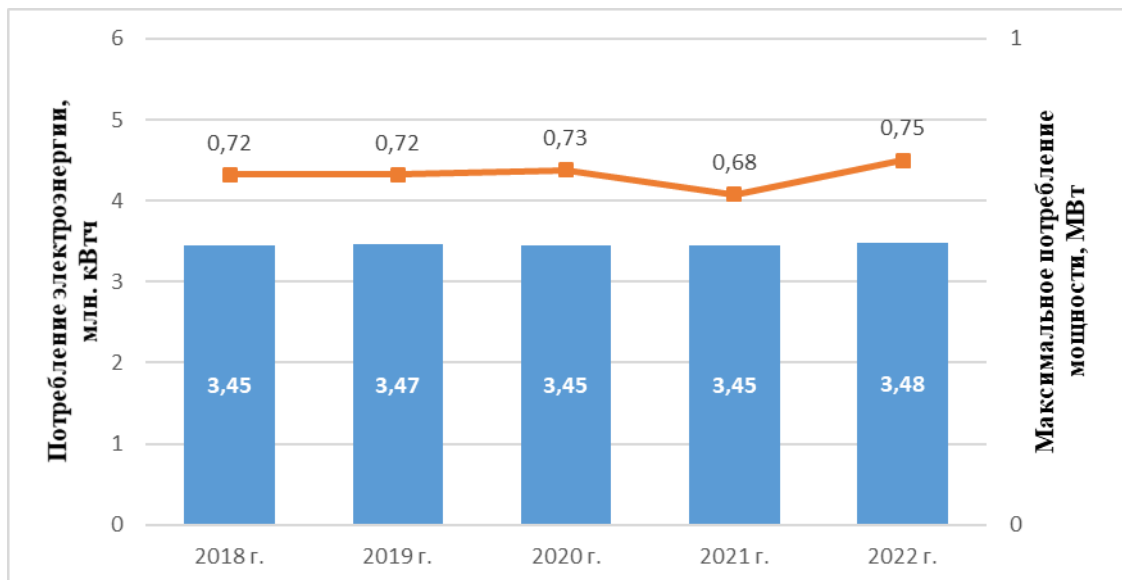


Рисунок 2.7 – Динамика потребления электрической энергии и мощности Козыревского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг.

В рассматриваемом периоде, в основном, наблюдалась стагнационная динамика электропотребления Козыревского энергоузла. Так, в 2022 г. электропотребление энергоузла составило 3,48 млн кВтч, что на 0,03 млн кВтч (0,87 процента) выше уровня 2018 г.

Динамика максимального потребления мощности Козыревского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.20 и на рисунке 2.7.

Таблица 2.20

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	0,72	0,72	0,73	0,68	0,75
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-0,11	0,00	0,01	-0,05	0,07
3.	Годовой прирост, %	-13,25	0,00	1,39	-4,11	10,29

В 2022 г. максимальное потребление мощности Козыревского энергоузла было зафиксировано на уровне 0,75 МВт, что на 0,03 МВт выше максимального потребления мощности в 2018 г.

Соболевский энергоузел

Соболевский энергоузел обеспечивает электроснабжение потребителей 1 муниципального образования Камчатского края (таблица 2.21).

Таблица 2.21

№ п/п	Муниципальное образование	Поселение	Населенный пункт
1	2	3	4
1.	Соболевский муниципальный район	Соболевское сельское поселение	с. Соболево

1	2	3	4
		Крутогоровское сельское поселение	п. Крутогоровский
		Межселенная территория	п. Ичинский

Динамика электропотребления Соболевского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.22 и на рисунке 2.8.

Таблица 2.22

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электропотребление, млн кВтч	19,98	18,51	20,42	20,68	22,78
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	3,93	-1,47	1,91	0,26	2,1
3.	Годовой прирост, %	24,46	-7,35	10,33	1,27	10,15

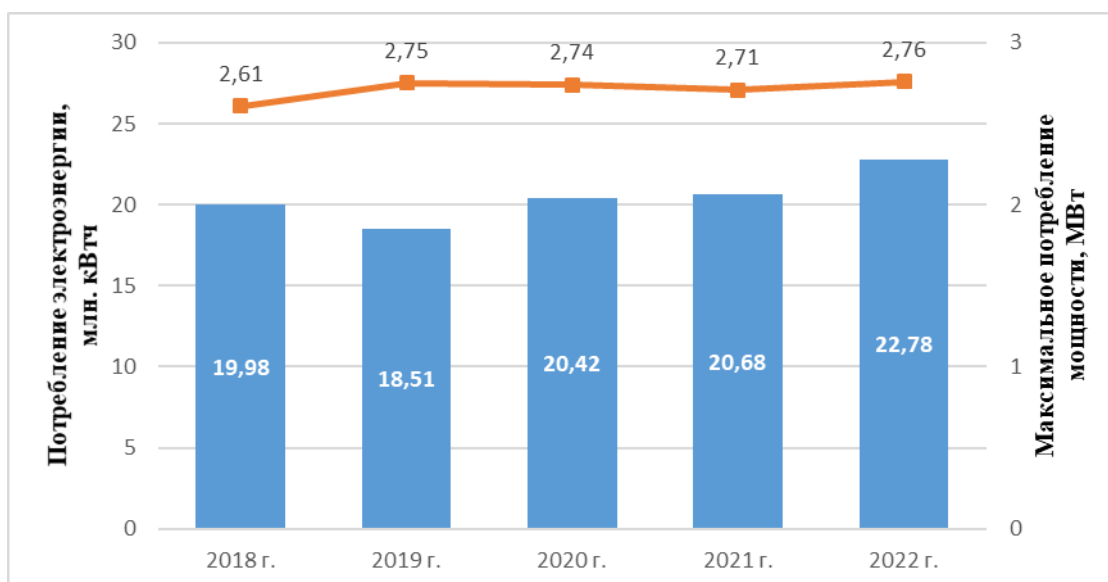


Рисунок 2.8 – Динамика потребления электрической энергии и мощности Соболевского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг.

В 2022 г. электропотребление Соболевского энергоузла составило 22,78 млн кВтч, что на 2,8 млн кВтч (14,01 процента) выше аналогичного показателя 2018 г.

Динамика максимального потребления мощности Соболевского энергоузла за отчетный период 2018–2022 гг. представлена в таблице 2.23 и на рисунке 2.8.

Таблица 2.23

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022

1	2	3	4	5	6	7
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	2,61	2,75	2,74	2,71	2,76
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	0,38	0,14	-0,01	-0,04	0,05
3.	Годовой прирост, %	17,23	5,21	-0,34	-1,46	1,85

В 2022 г. максимальное потребление мощности Соболевского энергоузла было зафиксировано на уровне 2,76 МВт, что на 0,15 МВт выше максимального потребления мощности в 2018 г.

Паланский энергоузел

Паланский энергоузел обеспечивает электроснабжение потребителей 2 муниципальных образований Камчатского края (таблица 2.24).

Таблица 2.24

№ п/п	Муниципальное образование	Поселение	Населенный пункт
1	2	3	4
1.	Городской округ «поселок Палана»	-	п. Палана
2.	Тигильский муниципальный район	Сельское поселение с. Лесная	с. Лесная

Динамика электропотребления Паланского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.25 и на рисунке 2.9.

Таблица 2.25

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электропотребление, млн кВтч	11,52	11,86	12,13	12,33	11,82
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	0,21	0,34	0,26	0,2	-0,51
3.	Годовой прирост, %	1,88	2,98	2,22	1,65	-4,31

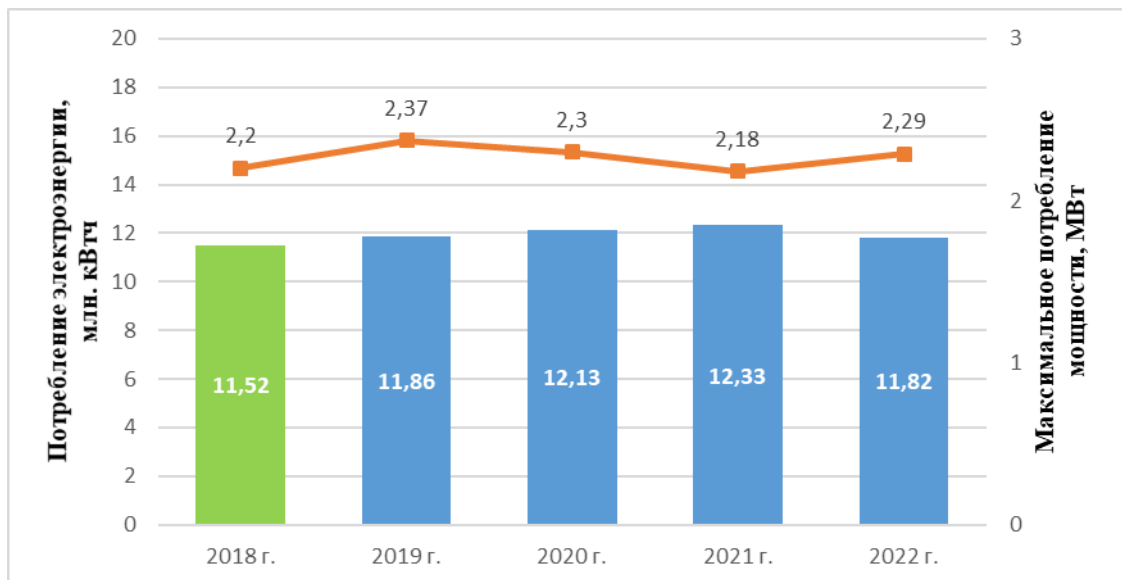


Рисунок 2.9 – Динамика потребления электрической энергии и мощности Паланского энергоузла за отчетный период 2018–2022 гг.

В 2022 г. электропотребление Паланского энергоузла составило 11,82 млн кВтч, что на 0,3 млн кВтч (2,6 процента) выше аналогичного показателя 2018 г.

Динамика максимального потребления мощности Паланского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.26 и на рисунке 2.9.

Таблица 2.26

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	2,20	2,37	2,30	2,18	2,29
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-0,12	0,17	-0,07	-0,12	0,11
3.	Годовой прирост, %	-5,34	7,78	-2,79	-5,5	5,05

В 2022 г. максимальное потребление мощности Паланского энергоузла было зафиксировано на уровне 2,29 МВт, что на 0,09 МВт выше максимального потребления мощности в 2018 г.

Тигильский энергоузел

Тигильский энергоузел обеспечивает электроснабжение потребителей 1 муниципального образования Камчатского края (таблица 2.27).

Таблица 2.27

№ п/п	Муниципальное образование	Поселение	Населенный пункт
1	2	3	4
1.	Тигильский муниципальный район	Сельское поселение с. Тигиль	с. Тигиль

1	2	3	4
2.		Сельское поселение с. Усть-Хайрюзово	с. Усть-Хайрюзово
3.		Сельское поселение с. Хайрюзово	с. Хайрюзово
4.		Сельское поселение с. Воямполка	с. Воямполка

Динамика электропотребления Тигильского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.28 и на рисунке 2.10.

Таблица 2.28

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электропотребление, млн кВтч	16,18	16,19	16,66	16,73	15,76
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	1,42	0,02	0,47	0,07	-0,97
3.	Годовой прирост, %	9,60	0,10	2,91	0,42	-6,15

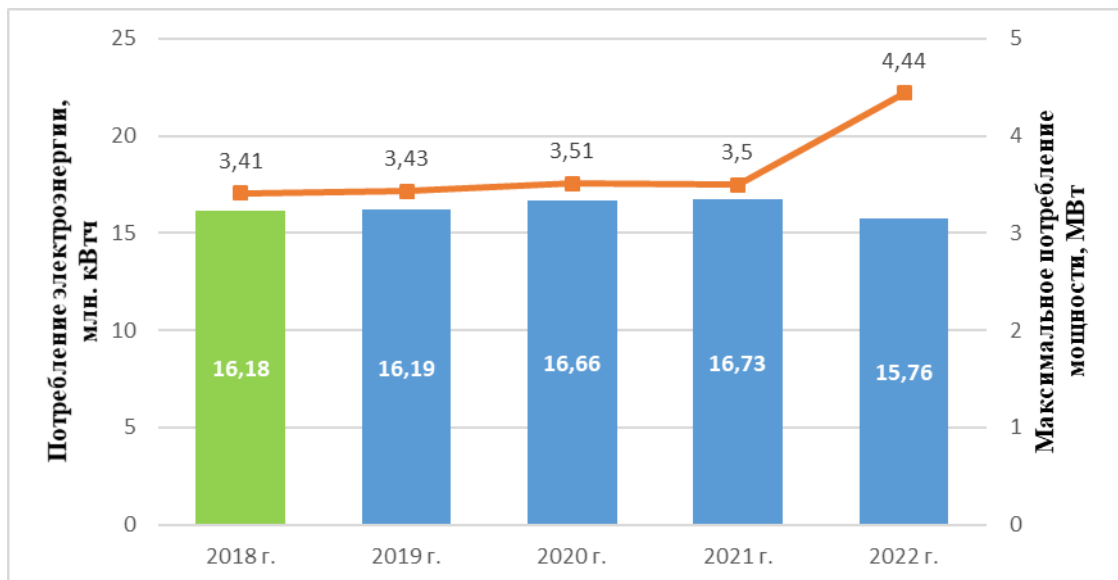


Рисунок 2.10 – Динамика потребления электрической энергии и мощности Тигильского энергоузла за отчетный период 2018–2022 гг.

В 2022 г. электропотребление Тигильского энергоузла составило 15,76 млн кВтч, что на 0,42 млн кВтч (-2,6 процента) ниже аналогичного показателя 2018 г.

Динамика максимального потребления мощности Тигильского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.29 и на рисунке 2.10.

Таблица 2.29

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	3,41	3,43	3,51	3,50	4,44

1	2	3	4	5	6	7
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-0,05	0,03	0,07	-0,01	0,94
3.	Годовой прирост, %	-1,44	0,80	2,16	-0,28	26,86

В 2022 г. максимальное потребление мощности Тигильского энергоузла было зафиксировано на уровне 4,44 МВт, что на 1,03 МВт выше максимального потребления мощности в 2018 г.

Оссорский энергоузел

Оссорский энергоузел обеспечивает электроснабжение потребителей 1 муниципального образования Камчатского края (таблица 3.30).

Таблица 2.30

№ п/п	Муниципальное образование	Поселение	Населенный пункт
1	2	3	4
1.	Карагинский муниципальный район	Сельское поселение п. Оссора	п. Оссора
2.		Сельское поселение с. Ильпырский	с. Ильпырский
3.		Сельское поселение с. Тымлат	с. Тымлат

Динамика электропотребления Оссорского энергоузла за отчетный период 2018–2022 гг. представлена в таблице 2.31 и на рисунке 2.11.

Таблица 2.31

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электропотребление, млн кВтч	19,35	20,61	16,24	18,77	16,21
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	3,79	1,26	-4,37	2,53	-2,56
3.	Годовой прирост, %	24,36	6,51	-21,21	15,58	-15,79

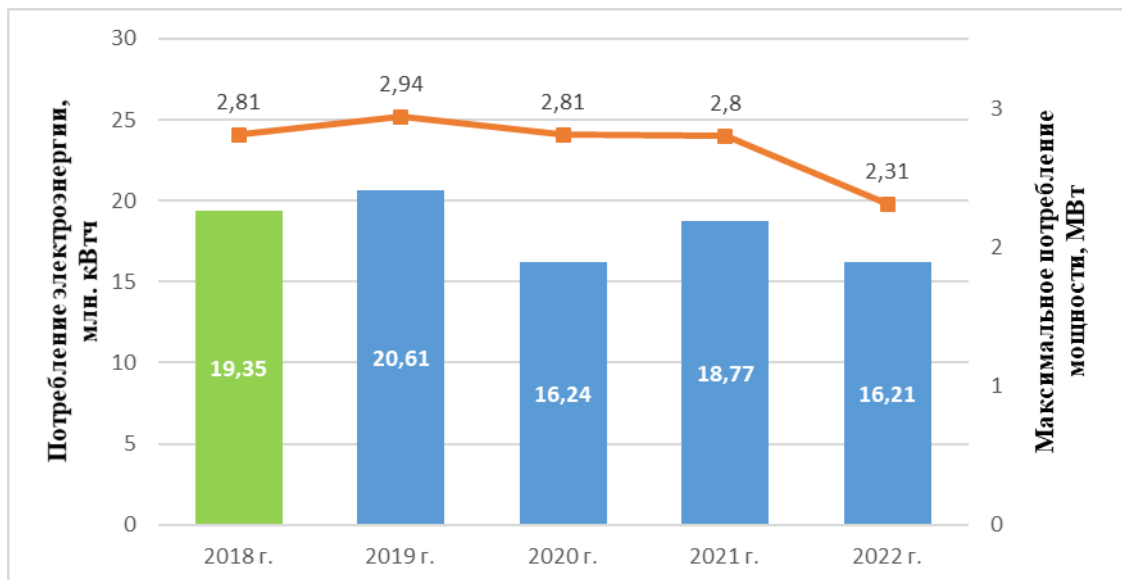


Рисунок 2.11 – Динамика потребления электрической энергии и мощности Оссорского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг.

В 2022 г. электропотребление Оссорского энергоузла составило 16,21 млн кВтч, что на 3,14 млн кВтч (-19,37 процента) ниже аналогичного показателя 2018 г.

Динамика максимального потребления мощности Оссорского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.32 и на рисунке 2.11.

Таблица 2.32

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	2,81	2,94	2,81	2,80	2,31
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	0,22	0,13	-0,13	-0,01	-0,49
3.	Годовой прирост, %	8,65	4,52	-4,47	-0,36	-21,21

В 2022 г. максимальное потребление мощности Оссорского энергоузла было зафиксировано на уровне 2,31 МВт, что на 0,5 МВт ниже максимального потребления мощности в 2018 г.

Олюторский энергоузел

Олюторский энергоузел обеспечивает электроснабжение потребителей 1 муниципального образования Камчатского края (таблица 2.33).

Таблица 2.33

№ п/п	Муниципальное образование	Поселение	Населенный пункт
1	2	3	4
1.	Олюторский муниципальный район	Сельское поселение с. Тиличики	с. Тиличики

1	2	3	4
2.		Сельское поселение с. Хаилино	с. Хаилино
3.		Сельское поселение с. Пахачи	с. Пахачи
4.		Сельское поселение с. Средние Пахачи	с. Средние Пахачи
5.		Сельское поселение с. Вывенка	с. Вывенка
6.		Сельское поселение с. Ачайваям	с. Ачайваям
7.		Сельское поселение с. Апука	с. Апука

Динамика электропотребления Олюторского энергоузла за отчетный период 2018–2022 гг. представлена в таблице 2.34 и на рисунке 2.12.

Таблица 2.34

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электропотребление, млн кВтч	34,83	36,46	33,18	33,51	33,61
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	0,80	1,64	-3,29	0,33	0,10
3.	Годовой прирост, %	2,34	4,70	-9,02	0,99	0,3

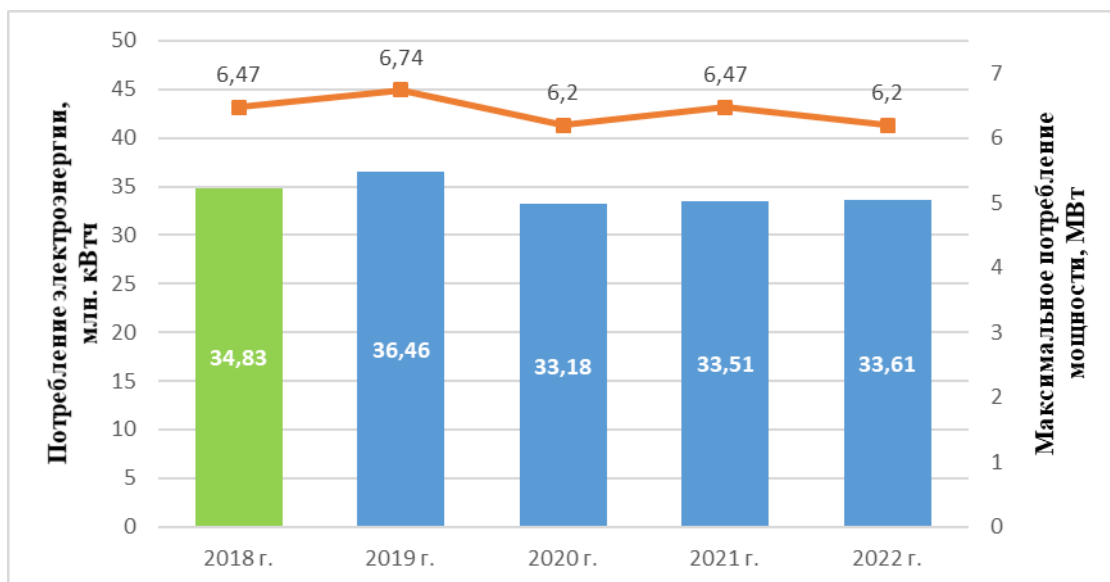


Рисунок 2.12 – Динамика потребления электрической энергии и мощности Олюторского энергоузла за отчетный период 2018–2022 гг.

В 2022 г. максимальное потребление мощности Олюторского энергоузла было зафиксировано на уровне 33,61 МВт, что на 1,22 МВт ниже максимального потребления мощности в 2018 г.

Динамика максимального потребления мощности Олюторского энергоузла за отчетный период 2018-2022 гг. представлена в таблице 2.35 и на рисунке 2.12.

Таблица 2.35

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	6,47	6,74	6,20	6,47	6,2
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	0,17	0,28	-0,54	0,27	-0,27
3.	Годовой прирост, %	2,76	4,26	-8,05	4,35	-4,35

В 2022 г. максимальное потребление мощности Олюторского энергоузла было зафиксировано на уровне 6,20 МВт, что на 0,27 МВт ниже максимального потребления мощности в 2018 г.

Пенжинский энергоузел

Пенжинский энергоузел обеспечивает электроснабжение потребителей 1 муниципального образования Камчатского края (таблица 2.36).

Таблица 2.36

№ п/п	Муниципальное образование	Поселение	Населенный пункт
1	2	3	4
1.	Пенжинский муниципальный район	Сельское поселение с. Таловка	с. Таловка
2.		Сельское поселение с. Манилы	с. Манилы
3.		Межселенная территория	с. Парень
4.		Сельское поселение с. Слаутное	с. Слаутное
5.		Сельское поселение с. Аянка	с. Аянка
6.		Межселенная территория	с. Оклан
7.		Сельское поселение с. Каменское	с. Каменское

Динамика электропотребления Пенжинского энергоузла за отчетный период 2018–2022 гг. представлена в таблице 2.37 и на рисунке 2.14.

Таблица 2.37

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электропотребление, млн кВтч	9,36	9,53	10,17	10,53	10,1
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	0,36	0,18	0,64	0,36	-0,43
3.	Годовой прирост, %	0,00	1,89	6,29	3,42	-4,26

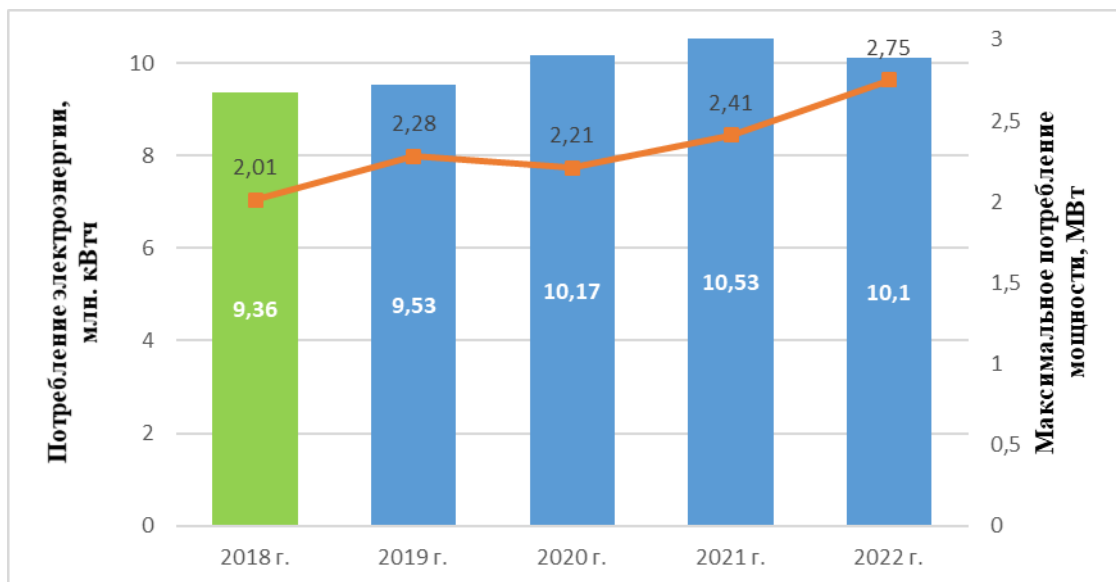


Рисунок 2.14 – Динамика потребления электрической энергии и мощности Пенжинского энергоузла за отчетный период 2018–2022 гг.

За рассматриваемый отчетный период 2018–2022 гг. наблюдался рост электропотребления Пенжинского энергоузла. К 2022 г. его величина возросла на 0,74 млн кВтч относительно 2018 г. и составила 10,1 млн кВтч.

Динамика максимального потребления мощности Пенжинского энергоузла за отчетный период 2018–2022 гг. представлена в таблице 2.38 и на рисунке 2.14.

Таблица 2.38

№ п/п	Наименование	Годы				
		2018	2019	2020	2021	2022
1	2	3	4	5	6	7
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	2,01	2,28	2,21	2,41	2,75
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-0,36	0,27	-0,06	0,2	0,33
3.	Годовой прирост, %	-17,91	11,84	-2,71	8,30	12,00

В 2022 г. максимальное потребление мощности Пенжинского энергоузла было зафиксировано на уровне 2,75 МВт, что на 0,74 МВт выше максимального потребления мощности в 2018 г.

3. Структура установленной электрической мощности изолированных энергоузлов Камчатского края

Установленная мощность электростанций, изолированных энергоузлов Камчатского края на 01.01.2023 г., находящихся в ведении энергокомпаний АО «ЮЭСК», АО «Корякэнерго», ПАО «Камчатскэнерго» (Филиал «Возобновляемая энергетика»), составила 116,92 МВт.

Электроснабжение изолированных энергоузлов Камчатского края осуществляется от дизельных электростанций, ГеоЭС (Паужетская – в Озерновском энергоузле), малой ГЭС (Быстринской МГЭС), а также ВЭС (в с. Никольском, с. Усть-Камчатск). В 2021 году в с. Никольское были выведены из эксплуатации 2 ветроэнергетические установки марки Micon суммарной мощностью 0,5 МВт.

Структура установленной мощности и структура годовой выработки электростанций, изолированных энергоузлов Камчатского края по типам генерирующего оборудования представлены на рисунках 3.1, 3.2.

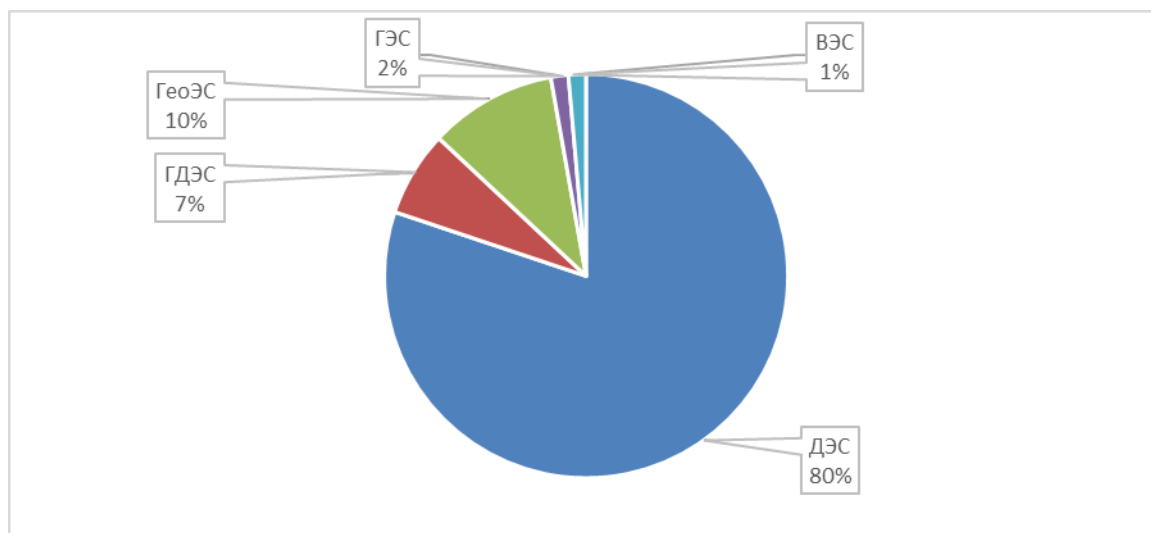


Рисунок 3.1 – Структура установленной мощности электростанций изолированных энергоузлов Камчатского края по типам генерирующего оборудования по состоянию на 01.01.2023 г.

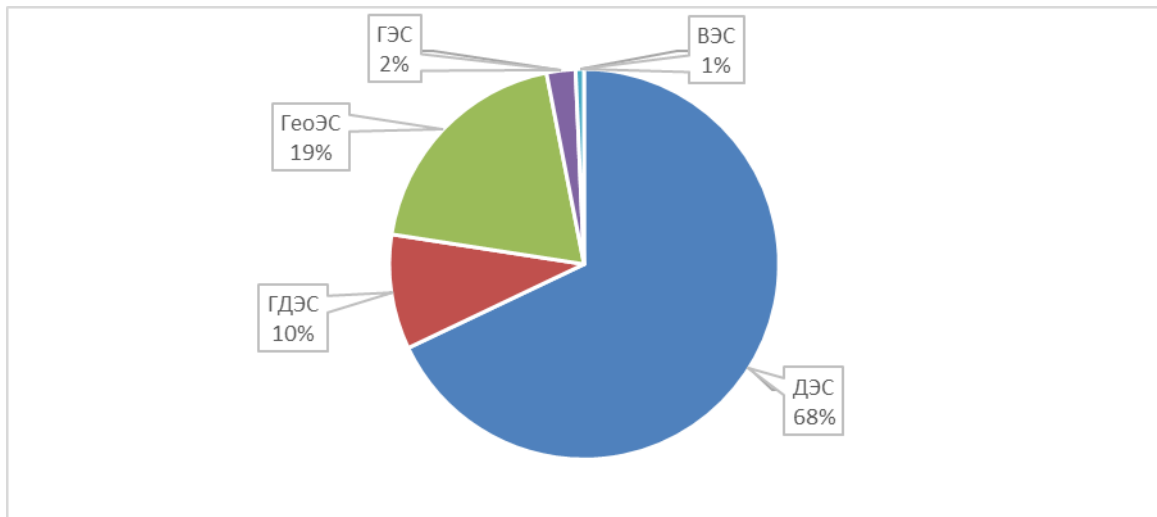


Рисунок 3.2 – Структура годовой выработки электростанций изолированных энергоузлов Камчатского края по типам генерирующего оборудования за 2022 год

Структура установленной мощности и структура годовой выработки электростанций, изолированных энергоузлов Камчатского края по принадлежности к энергокомпаниям представлены на рисунках 3.3, 3.4.

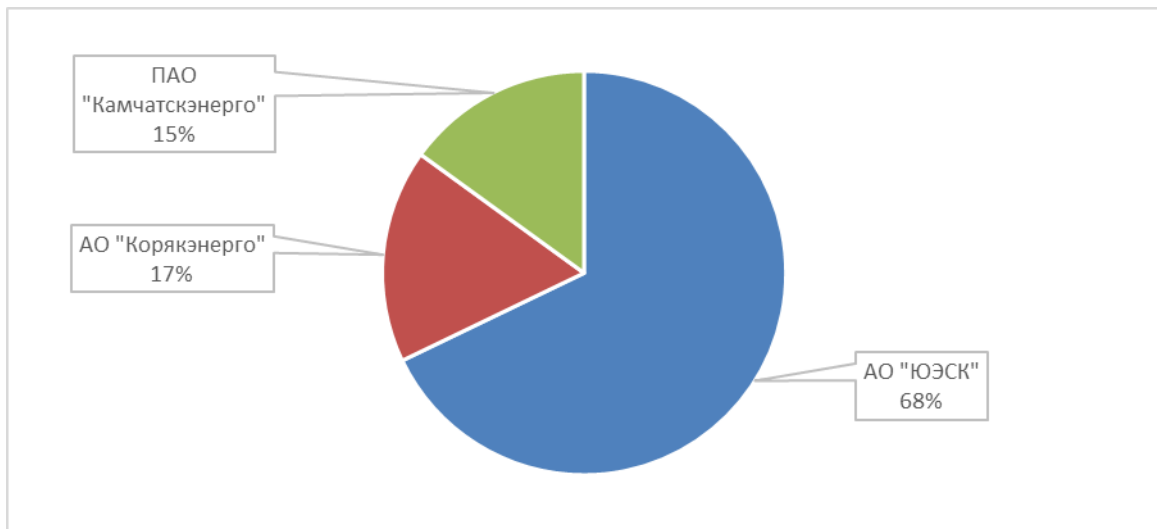


Рисунок 3.3 – Структура установленной мощности электростанций изолированных энергоузлов Камчатского края по принадлежности к энергокомпаниям по состоянию на 01.01.2023 г.

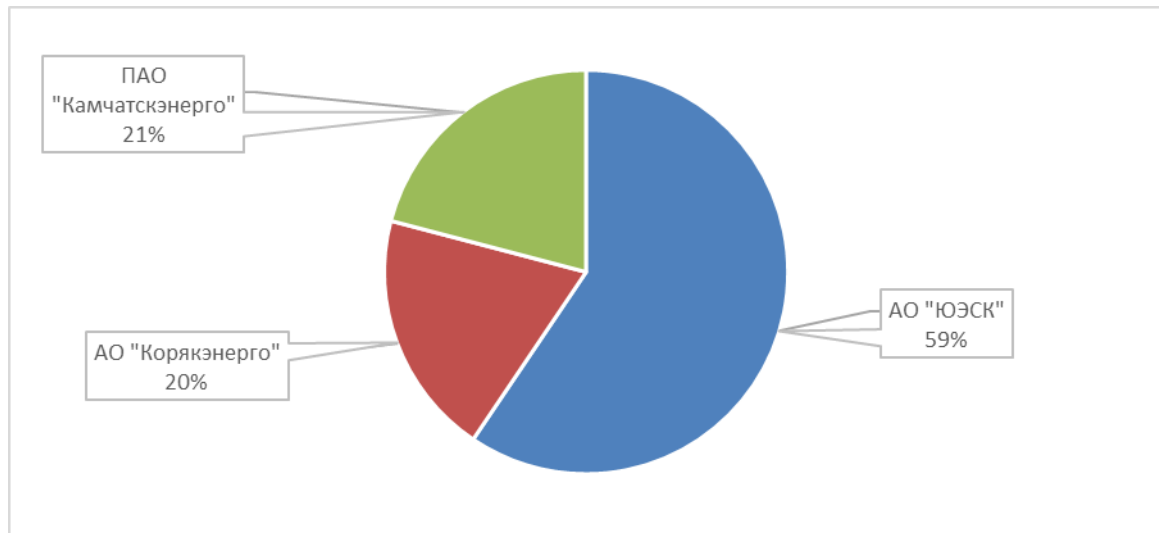


Рисунок 3.4 – Структура годовой выработки электростанций изолированных энергоузлов Камчатского края по принадлежности к энергокомпаниям за 2022 год

В таблице 3.1 представлены данные по установленной мощности (на 01.01.2023 г.) и годовым выработкам (за 2022 г.) электростанций, изолированных энергоузлов Камчатского края.

Таблица 3.1

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген.источника	Энергокомпания	Установленная мощность, МВт	Доля, %	Годовая выработка, млн кВтч	Доля, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Изолированные энергоузлы Камчатского края			116,92	100,0%	211,52	100,0%
1.1.	<i>по типам электростанций:</i>						
1.2.		ДЭС	АО «ЮЭСК»	93,48	79,95%	143,581	67,88%
1.3.		ГДЭС	АО «Корякэнерго»	8,01	6,85%	20,109	9,51%
1.4.		ГеоЭС	АО «ЮЭСК»	12,00	10,26%	41,049	19,41%
1.5.		ГЭС	АО «ЮЭСК»	1,71	1,46%	5,256	2,48%
1.6.		ВЭС	АО «ЮЭСК»	1,72	1,47%	1,53	0,72%
2.	<i>по энергокомпаниям:</i>						
2.1.	АО «ЮЭСК»			74,27	63,52%	124,321	58,78%
2.2.	АО «Корякэнерго»			25,08	21,45%	42,98	20,32%
2.3.	ПАО «Камчатскэнерго»			17,57	15,03%	44,226	20,91%
3.	Средне-Камчатский энергоузел (Быстринский МР, Мильковский МР)			7,34	6,28%	10,627	5,02%
3.1.	с. Долиновка	ДЭС-19	АО «ЮЭСК»	0,71	0,61%	0,989	0,47%
3.2.	п. Таежный	ДЭС-6	АО «Корякэнерго»	0,24	0,21%	0,255	0,12%
3.3.	п. Атласово	ДЭС-14	АО «ЮЭСК»	4,68	4%	4,127	1,95%
3.4.	с. Эссо	Быстринская МГЭС	АО «ЮЭСК»	1,71	1,46%	5,256	2,48%
4.	Озерновский энергоузел (Усть-Большерецкий МР)			17,57	15,03%	44,226	20,91%
4.1.	п. Озерновский	Озерновская ДЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	5,57	4,76%	3,177	1,5%
4.2.	п. Паужетка	Паужетская ГеоЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	12,00	10,26%	41,049	19,41%
5.	Алеутский энергоузел (Алеутский МО в Камчатском крае)			2,81	2,4%	3,819	1,81%
5.1.	с. Никольское	ДЭС-17	АО «ЮЭСК»	2,26	1,93%	3,411	1,61%
5.2.		ВЭС	АО «ЮЭСК»	0,55	0,47%	0,408	0,19%
6.	Усть-Камчатский энергоузел (Усть-Камчатский МР)			19,77	16,91%	22,148	10,47%
6.1.	п. Усть-Камчатск	ДЭС-23	АО «ЮЭСК»	18,60	15,91%	21,026	9,94%
6.2.		ВЭС-23	АО «ЮЭСК»	1,175	1%	1,122	0,53%
7.	Ключевской энергоузел (Усть-Камчатский МР)			6,20	5,3%	16,924	8%
7.1.	п. Ключи	ДЭС-22	АО «ЮЭСК»	6,20	5,3%	16,924	8%
8.	Козыревский энергоузел (Усть-Камчатский МР)			2,23	1,91%	3,489	1,65%
8.1.	п. Козыревск	ДЭС-16	АО «ЮЭСК»	2,23	1,91%	3,489	1,65%
9.	Соболевский энергоузел (Соболевский МР)			8,25	7,06%	22,781	10,77%
9.1.	с. Соболево	ГДЭС-7	АО «ЮЭСК»	5,67	4,85%	13,599	6,43%
9.2.	п. Крутогоровский	ГДЭС-21	АО «Корякэнерго»	2,34	2%	6,51	3,08%
9.3.	п. Ичинский	ДЭС-22	АО «Корякэнерго»	0,24	0,21%	2,672	1,26%
10.	Паланский энергоузел (ГО «поселок Палана», Тигильский МР)			7,00	5,99%	11,823	5,59%
10.1.	п. Палана	ДЭС-10	АО «ЮЭСК»	6,00	5,13%	10,615	5,02%
10.2.	с. Лесная	ДЭС-30	АО «ЮЭСК»	1,00	0,86%	1,208	0,57%
11.	Тигильский энергоузел (Тигильский МР)			10,77	9,21%	15,753	7,45%
11.1.	с. Тигиль	ДЭС-11	АО «ЮЭСК»	4,80	4,11%	7,333	3,47%
11.2.	с. Усть-Хайрюзово	ДЭС-5	АО «Корякэнерго»	5,43	4,64%	7,765	3,67%
11.3.	с. Хайрюзово	ДЭС-29	АО «Корякэнерго»	0,24	0,21%	0,225	0,11%
11.4.	с. Воямполка	ДЭС-29	АО «ЮЭСК»	0,30	0,26%	0,430	0,2%
12.	Оссорский энергоузел (Карагинский МР)			6,74	5,76%	16,214	7,67%
12.1.	п. Оссора	ДЭС-12	АО «ЮЭСК»	4,60	3,93%	9,074	4,29%
12.2.	с. Ильпырский	ДЭС-25	АО «Корякэнерго»	0,82	0,7%	2,379	1,12%
12.3.	с. Тымлат	ДЭС-23	АО «Корякэнерго»	1,32	1,13%	4,761	2,25%
13.	Олоторский энергоузел (Олоторский МР)			20,65	17,66%	33,619	15,89%
13.1.	с. Тилички	ДЭС-8	АО «ЮЭСК»	6,20	5,3%	15,206	7,19%

1	2	3	4	5	6	7	8
13.2.		мДЭС-8	АО «Корякэнерго»	5,00	4,28%	1,4	0,66%
13.3.	с. Хаилино	ДЭС-26	АО «Корякэнерго»	2,08	1,78%	1,89	0,89%
13.4.	с. Пахачи	ДЭС-14	АО «Корякэнерго»	2,37	2,03%	2,61	1,23%
13.5.	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	АО «Корякэнерго»	1,30	1,1%	1,803	0,85%
13.6.	с. Вывенка	ДЭС-28	АО «Корякэнерго»	1,74	1,49%	4,651	2,2%
13.7.	с. Ачайваям	ДЭС-27	АО «Корякэнерго»	0,62	0,53%	1,187	0,56%
13.8.	с. Апука	ДЭС-7	АО «Корякэнерго»	1,34	1,15%	4,872	2,3%
14.	Пенжинский энергоузел (Пенжинский МР)			7,6	6,5%	10,102	4,77%
14.1.	с. Таловка	ДЭС-26	АО «ЮЭСК»	0,56	0,48%	1,016	0,48%
14.2.	с. Манилы,	ДЭС-4,	АО «ЮЭСК»	4,32	3,69%	6,245	2,95%
14.3.	с. Каменское	ДЭС-9	АО «ЮЭСК»	1,20	1,03%	0,408	0,19%
14.4.	с. Парень	ДЭС-28	АО «ЮЭСК»	0,13	0,11%	0,117	0,06%
14.5.	с. Слаутное	ДЭС-1	АО «ЮЭСК»	0,48	0,41%	1,032	0,49%
14.6.	с. Аянка	ДЭС-15	АО «ЮЭСК»	0,77	0,66%	1,134	0,54%
14.7.	с. Оклан	ДЭС-27	АО «ЮЭСК»	0,13	0,11%	0,150	0,07%

Состав генерирующего оборудования электростанций изолированных энергоузлов Камчатского края компаний АО «ЮЭСК», АО «Корякэнерго», ПАО «Камчатскэнерго» (Филиал «Возобновляемая энергетика») приведен в таблицах 3.2-3.4 соответственно.

Таблица 3.2

№ п/п	Наименование электростанции	Место расположения объекта	Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Установленная мощность на 01.01.2023 года, МВт	Фактический срок службы, лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ДЭС-4	с. Манилы, Пенжинский район, Камчатский край	1	ДГ-72	1987	д/т	4,32	36
			2	ДГ-72	1987	д/т		36
			3	ДГ-72	1987	д/т		36
			4	ДГ-72	1987	д/т		36
			5	ДГ-72	2013	д/т		10
			6	ДГА-320	2013	д/т		10
2.	ГДЭС-7	с. Соболево, Соболевский район, Камчатский край	M1	Caterpillar 3516	2009	природный газ	5,67	14
			M2	Caterpillar 3516	2009	природный газ		14
			3	Caterpillar 3512	2013	д/т		10
			5	Cummins KTA50G3	2022	д/т		1
3.	ДЭС-8	с. Тилички, Олюторский район, Камчатский край	1	ДГ-72	1978	д/т	6,2	45
			2	ДГ-72	1991	д/т		32
			4	ДГ-72	1978	д/т		45
			5	ДГ-72	1979	д/т		44
			M1	Cummins KTA 50G3	2022	д/т		1
			M2	Cummins KTA 50G3	2018	д/т		5
			M3	Cummins KTA 50G3	2018	д/т		5
4.	ДЭС-9	с. Каменское, Пенжинский район, Камчатский край	1	8NVD-36	1982	д/т	1,2	41
			2	8NVD-36	1974	д/т		49
			3	Cummins KTA38	2017	д/т		6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5.	ДЭС-10	п. Палана, Тигильский район, Камчатский край	2	ДГ-72	1992	д/т	6,0	31
			3	ДГ-72	2011	д/т		12
			4	ДГ-99	2001	д/т		22
			5	ДГ-72	1978	д/т		23
			6	LB8250ZLD	2015	д/т		8
			7	ДГ-72	1978	д/т		45
			8	ДГ-72	1980	д/т		43
6.	ДЭС-11	с. Тигиль, Тигильский район, Камчатский край	2	14-26 ДГ	1991	д/т	4,8	32
			3	14-26 ДГ	1990	д/т		33
			4	LB8250ZLD	2016	д/т		7
			5	ДГ-72	1987	д/т		36
			6	ДГ-72	1988	д/т		35
7.	ДЭС-12	п. Оссора, Карагинский район, Камчатский край	1	14-26 ДГ	1988	д/т	4,6	35
			2	14-26 ДГ	1991	д/т		32
			3	ДГ-72	2010	д/т		13
			4	ДГ-72	2011	д/т		12
			5	ДГ-72	2014	д/т		9
8.	ДЭС-14	п. Атласово, Мильковский район, Камчатский край	1	ДГ-72	1985	д/т	4,68	38
			2	ДГ-72	1982	д/т		41
			3	ДГ-72	1982	д/т		41
			M1	Caterpillar 3512	2013	д/т		10
			M2	Cummins KTA 50G3	2022	д/т		1
9.	ДЭС-16	с. Козыревск, Усть-Камчатский район, Камчатский край	2	ДГ-315	1994	д/т	2,23	29
			4	ДГ-72	1991	д/т		32
			5	ДГ-315	1986	д/т		37
			6	ДГ-72	1996	д/т		27
10.	ДЭС-17	с. Никольское, Алеутский муниципальный округ в Камчатском крае	M1	Caterpillar 3406	2007	д/т	2,26	16
			M2	Caterpillar 3406	2007	д/т		16
			M3	Caterpillar 3406	2007	д/т		16
			4	Caterpillar 3406	2014	д/т		9
			5	Caterpillar 3406	2017	д/т		6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
			4	22ДГ	2004	д/г		19
11.	ДЭС-19	с. Долиновка, Мильковский район, Камчатский край	1	Cummins C200D5	2018	д/г	0,40	5
			2	Perkins GEP165	2014	д/г		9
			3	Perkins GEP165	2011	д/г		12
12.	ДЭС-22	п. Ключи, Усть- Камчатский район, Камчатский край	1	LB8250ZLD	2017	д/г	6,2	6
			2	LB8250ZLD	2015	д/г		8
			3	LB8250ZLD	2014	д/г		9
			4	ДГ-72	2001	д/г		22
			5	ДГ-72	1977	д/г		46
			6	ДГ-72	2012	д/г		11
			7	ДГ-72	2010	д/г		13
13.	ДЭС-23	п. Усть-Камчатск, Усть- Камчатский район, Камчатский край	4	ДГ-72	1992	д/г	18,6	31
			5	LB8250ZLD	2014	д/г		9
			6	LB8250ZLD	2018	д/г		5
			7	ДГ-72	2001	д/г		22
			8	ДГ-72	1993	д/г		30
			9	Mitsubishi S 16R- RTAA	2022	д/г		1
			10	Mitsubishi S 16R- RTAA	2022	д/г		1
			11	Mitsubishi S 16R- RTAA	2022	д/г		1
			12	Mitsubishi S 16R- RTAA	2022	д/г		1
			13	Mitsubishi S 16R- RTAA	2022	д/г		1
			14	Mitsubishi S 16R- RTAA	2022	д/г		1
			15	Mitsubishi S 16R- RTAA	2022	д/г		1
			2	Caterpillar 3512	2021	д/г		2
			3	Caterpillar 3512	2021	д/г		2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14.	ДЭС-1	с. Слаутное, Пенжинский район, Камчатский край	1	Cummins C440D5	2015	д/т	0,487	8
			2	Cummins C250D5	2015	д/т		8
15.	ДЭС-15	с. Аянка, Пенжинский район, Камчатский край	1	Cummins C250D5	2013	д/т	0,774	10
			2	Cummins C250D5	2013	д/т		10
			3	Cummins C440D5	2013	д/т		10
			4	ДГ100	2007	д/т		16
16.	ДЭС-26	с. Таловка, Пенжинский район, Камчатский край	1	Cummins C250D5	2013	д/т	0,561	10
			2	Cummins C250D5	2013	д/т		10
			3	Cummins C250D5	2013	д/т		10
17.	ДЭС-27	с. Оклан, Пенжинский район, Камчатский край	1	ММЗ Д-246.4	2017	д/т	0,130	6
			2	ММЗ Д-246.1	2017	д/т		6
			3	ММЗ Д-246.4	2018	д/т		5
18.	ДЭС-28	с. Парень, Пенжинский район, Камчатский край	1	Cummins C22D5	2012	д/т	0,136	11
			2	ММЗ Д-243	2013	д/т		10
			3	Ricardo 6105ZLD	2008	д/т		15
			4	ММЗ Д-246.1	2018	д/т		5
19.	ДЭС-29	с. Воямполка, Тигильский район, Камчатский край	1	ЯМЗ-238М2	2002	д/т	0,300	21
			2	Ricardo G128ZLD	2019	д/т		4
20.	ДЭС-30	с. Лесная, Тигильский район, Камчатский край	2	Doosan P-126TI-II	2016	д/т	1,0	7
			3	ММЗ Д-246.4	2014	д/т		9
			4	ЯМЗ 238ДИ	2016	д/т		7
			5	Doosan P-126TI-II	2020	д/т		3
			1	Doosan P-126TI-II	2021	д/т		2
21.	ВЭС	п. Усть-Камчатск, Усть- Камчатский район, Камчатский край	1	Komai	2016	э/в	1,175	7
			2	Komai	2016	э/в		7
			3	Komai	2016	э/в		7
			1	Vergnet	2014	э/в		9
22.	ВЭС	с. Никольское, Алеутский	1	Vergnet	2014	э/в	0,55	9
			2	Vergnet	2014	э/в		9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		муниципальный округ в Камчатском крае						
23.	Быстринская МГЭС	р. Быстрая, с. Эссо, Быстринский район, Камчатский край	1	ПР570-ВБ	1997	гидр. эн.	1,71	26
			2	ПР570-ВБ	1998	гидр. эн.		25
			3	ПР570-ВБ	1999	гидр. эн.		24
Итого:							74,27	
Оборудование отработавшее более 25 лет							37,11%	

Таблица 3.3

№ п/п	Наименование электростанции	Место расположения объекта	Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Установленная мощность на 01.01.2023 года, МВт	Фактический срок службы, лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ДЭС-6	п. Таежный	1	DA-C100	2019	д/т	0,080	4
			2	DA-C100	2022	д/т	0,080	1
			3	DA-C100	2016	д/т	0,080	7
2.	ДЭС-7	с. Апука	1	BF-DW412	2013	д/т	0,300	10
			2	DA-DO450	2022	д/т	0,360	1
			3	S500KD	2018	д/т	0,360	5
	ДЭС Заречное	мкрн.Заречное с.Апука	1	BF-C142	2014	д/т	0,104	9
			2	DA-C130	2019	д/т	0,104	4
			3	BF-C65	2013	д/т	0,048	10
			4	DA-C100	2022	д/т	0,080	1
3.	ДЭС-5	с.Усть-Хайрюзово	1	DA-C1500HV	2016	д/т	1,200	7
			2	DA-C1500HV	2017	д/т	1,200	6
			3	DA-C1500HV	2016	д/т	1,200	7
			4	DA-C1500HV	2022	д/т	1,200	1
			6	ДГ-73-400	1983	д/т	0,630	40
4.	ДЭС-14	с. Пахачи	1	DA-C500	2016	д/т	0,400	7
			2	DA-C800	2016	д/т	0,640	7
			3	DA-C500	2017	д/т	0,400	6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	ДЭС «Водозабор»		4	DA-C800	2017	д/т	0,640	6
			1	АД100С-Т400-РПМ2	2009	д/т	0,100	14
			2	АД100С-Т400-РПМ2	2011	д/т	0,100	12
			3	S65HC	2019	д/т	0,048	4
			4	S65HC	2019	д/т	0,048	4
5.	ДЭС-16	с.Средние Пахачи	1	DA-DO 500	2017	д/т	0,400	6
			2	DA-DO 275	2017	д/т	0,220	6
			3	DA-DO 275	2017	д/т	0,220	6
			4	DA-DO 575	2020	д/т	0,460	3
6.	ГДЭС-21	п. Крутогоровский	1	DA-MW750NG	2021	природный газ	0,600	2
			2	DA-MW750NG	2021	природный газ	0,600	2
			3	RK550GF	2011	д/т	0,500	12
			4	RK700GF	2011	д/т	0,640	12
7.	ДЭС-22	п. Ичинский	1	S110HC	2018	д/т	0,080	5
			2	DA-C100	2020	д/т	0,080	3
			3	S110HC	2018	д/т	0,080	5
8.	ДЭС-23	с.Тымлат	1	BF-C550	2012	д/т	0,400	11
			2	DA-C500	2020	д/т	0,400	3
			3	S350CC	2018	д/т	0,250	5
			4	DA-C350	2019	д/т	0,275	4
9.	ДЭС-25	с. Ильпырский	1	S290HC	2018	д/т	0,220	5
			2	S290HC	2018	д/т	0,220	5
			3	DA-C375	2020	д/т	0,300	3
	ДЭС водозабора		1	BF-C65	2014	д/т	0,048	9
			2	DA-C60	2020	д/т	0,048	3
10.	ДЭС-26	с. Хаилино	1	BF-C880	2015	д/т	0,640	8
			2	BF-C880	2014	д/т	0,640	9
			3	DA-C500	2020	д/т	0,400	3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
			4	BF-C550	2014	д/т	0,400	9
11.	ДЭС-27	с. Ачайваям	1	DA-C375	2020	д/т	0,300	3
			2	DA-C200	2020	д/т	0,160	3
			3	DA-C200	2020	д/т	0,160	3
12.	ДЭС-28	с. Вывенка с. Усть-Вывенка	1	S290HC	2018	д/т	0,220	5
			2	RK155GF	2011	д/т	0,140	12
			3	DA-C575	2020	д/т	0,460	3
			4	BF-C550	2013	д/т	0,400	10
	5		DA-C275	2019	д/т	0,220	4	
	ДЭС с.Усть-Вывенка		1	RK155GF	2011	д/т	0,140	12
			2	DA-C100	2019	д/т	0,080	4
3		DA-C100	2020	д/т	0,080	3		
13.	ДЭС-29	с. Хайрюзово	1	DA-C100	2019	д/т	0,080	4
			2	DA-C100	2020	д/т	0,080	3
			3	BF-C110	2014	д/т	0,080	9
14.	ДЭС-30 (в резерве)	с. Ковран	1	BF-C275D	2014	д/т	0,220	9
			2	BF-C220	2014	д/т	0,160	9
			3	BF-C220	2014	д/т	0,160	9
15.	МДЭС	с. Тилички	1	DA-C1250PHV	2016	д/т	1,000	7
			2	DA-C1250PHV	2016	д/т	1,000	7
			3	DA-C1250PHV	2016	д/т	1,000	7
			4	DA-C1250PHV	2017	д/т	1,000	6
			5	DA-C1250PHV	2017	д/т	1,000	6
Рыбоперерабатывающие предприятия								
16.	ДЭС АО «Озерновский РКЗ № 55»	ДЭС-38 п. Озерновский	1	CAT 3512B	2013	д/т	1,000	10
			2	CAT 3512	2013	д/т	1,000	10
			3	CAT 3512B	2013	д/т	1,000	10
			4	CAT 3512B	2013	д/т	1,000	10
			5	Caterpillar	2018	д/т	1,000	5
			6	Caterpillar 35129	2018	д/т	1,000	5
	ДЭС ООО «Витязь-Авто»		1	CAT 3516	2006	д/т	1,200	17
			2	CAT 3512	2017	д/т	1,000	6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
			3	CAT3512	2013	д/т	1,000	10
			4	DAEVOO	2009	д/т	0,400	14
17.	ДЭС ООО «СКИТ»	ДЭС-36 с. Устьеовое	1	ДГУ № EUY0D 900	2009	д/т	0,563	14
			2	ДГУ № EUY0D 900	2009	д/т	0,569	14
			3	ДГУ № EUY0D 900	2009	д/т	0,541	14
			4	ДГУ № EUY0D 900	2009	д/т	0,540	14
			5	ДГУ №DV22-00G09102	2012	д/т	0,558	11
	ДЭС ОАО «Колхоз Октябрь»		1	CAT 3412	2012	д/т	0,600	11
			2	CAT C 18	2007	д/т	0,500	16
			3	ДГУ Weichai Power	2018	д/т	0,300	5
	ДЭС ООО «Витязь-Авто»		1	CAT 3512	2010	д/т	1,000	11
			2	CAT 3512	2018	д/т	1,000	5
			3	CAT 3512	2018	д/т	1,000	5
			4	DAEVOO DWG-330SR	2018	д/т	0,300	5
Итого:							37,534	
Оборудование отработавшее более 25 лет							2,4%	

Таблица 3.4

№ п/п	Наименование электростанции	Место расположения объекта	Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Установленная мощность на 01.01.2022 года, МВт	Фактический срок службы, лет
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Паужетская ГеоЭС	п. Паужетка	1	Паровая турбина ГТЗА-631	2006	паро-водяная смесь	6,000	16

1	2	3	4	5	6	7	8	9
			2	Паровая турбина МК-6	1980	паро- водяная смесь	6,000	42
2.	Озерновская ДЭС	п. Озерновский	1	4-26 ДГ	1986	д/т	1,050	36
			2	ДГР-520/1000	1986	д/т	0,520	36
			3	MTU 12V4000G23R	2020	д/т	1,000	2
			4	MTU 12V4000G23R	2020	д/т	1,000	2
			5	MTU 12V4000G23R	2020	д/т	1,000	2
			6	MTU 12V4000G23R	2020	д/т	1,000	2
Итого:							17,570	
Оборудование отработавшее более 25 лет							37,5%	

Имеются следующие проблемы текущего состояния генерирующего оборудования изолированных энергоузлов Камчатского края:

1. Устаревание ДЭС. Около 37,5 процентов оборудования дизельных электростанций (50,38 МВт) отработали более 25 лет. В связи с этим, требуется масштабная модернизация этих установок, либо замена их на новое современное оборудование и строительство объектов генерации на возобновляемых источниках энергии с развитием сетевой инфраструктуры для подключения потребителей.

2. Состояние Паужетской ГеоЭС. Нормативный срок службы оборудования Паужетской ГеоЭС регламентирован техническими условиями на поставку оборудования и составляет 40 лет. На сегодняшний день оборудование станции отработало более 40 лет. Техническое состояние части турбинного парка оборудования Паужетской ГеоЭС приближается к состоянию невосстанавливаемого износа, это оборудование системы регулирования и проточная часть турбины МК-6-1, арматура пристанционного парового коллектора и другое. В 2016 году экспертными мероприятиями продлен парковый ресурс основных частей турбоагрегата МК-6-0.2 (корпус и проточная часть) на 35 тыс. час. На Паужетской ГеоЭС за 50-летний период эксплуатации были произведены две реконструкции генерирующего оборудования путем его замены. В обоих случаях были введены адаптированные для работы в условиях сниженных параметров пара бывшие в употреблении

турбоагрегаты. Эксплуатация геотермального месторождения без развития скважинного фонда сократила реальную добычу пара на уровне 5,6 МВт, вместо возможных 8 МВт.

4. Анализ существующего баланса мощности и электрической энергии изолированных энергоузлов Камчатского края

Фактический баланс мощности и электрической энергии изолированных энергоузлов Камчатского края за 2022 г. представлен ниже в таблице 4.1.

Генерирующие источники изолированных энергоузлов Камчатского края полностью обеспечивали потребность в мощности и электроэнергии в 2022 г.

В отчетном году баланс мощности изолированных энергоузлов Камчатского края складывался избыточно по установленной мощности. При этом величина фактического резерва установленной мощности источников генерации различных энергоузлов находилась в диапазоне от 41 % (Усть-Камчатский энергоузел) до 402 % (Алеутский энергоузел).

Число часов использования установленной мощности генерирующих источников изолированных энергорайонов Камчатского края находилось в диапазоне 1139–2871.

Таблица 4.1

№ п/п	Муниципальное образование	Поселение	Населенный пункт	Наименование ген. источника	Энергокомпания	Максимум потребления мощности, МВт	Установленная мощность, МВт	Дефицит (-)/Избыток (+), МВт	Годовая выработка (электропотребление), млн. кВтч	ЧЧИ собственного максимума нагрузки энергоузла
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Средне-Камчатский энергоузел					3,48	7,34	3,851	10,627	6847
1.1.	Мильковский муниципальный район	Мильковское сельское поселение	с. Долиновка	ДЭС-19	АО «ЮЭСК»	0,268	0,715	0,447	0,989	1381
1.2.		Атласовское сельское поселение	п. Таежный	ДЭС-6	АО «Корякэнерго»	0,046	0,24	0,194	0,255	1510
1.3.		п. Атласово	ДЭС-14	АО «ЮЭСК»		4,68		4,127	882	
1.4.	Быстринский муниципальный район	Эссовское сельское поселение	с. Эссо	Быстринская МГЭС	АО «ЮЭСК»	3,178	1,71	3,21	5,256	3074
2.	Озерновский энергоузел					9,50	17,57	2	44,22	7936
2.1.	Усть-Большерецкий муниципальный район	Озерновское городское поселение	п. Озерновский	ДЭС	ПАО «Камчатскэнерго»	9,50	5,57	2	3,177	859
2.2.		Межселенная территория	п. Паужетка	Паужетская ГеоЭС	ПАО «Камчатскэнерго»		12,00		41,049	7077
3.	Алеутский энергоузел					0,67	2,81	1,59	3,819	2251
3.1.	Алеутский муниципальный округ в	-	с. Никольское	ДЭС-17	АО «ЮЭСК»	1,075	2,26	1,59	3,411	1509
3.2.				ВЭС	АО «ЮЭСК»		0,55		0,408	742

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Камчатско м крае									
4.	Усть-Камчатский энергоузел					8,59	19,77	10,01	22,148	3543
4.1.	Усть- Камчатски й муниципа льный район	Усть- Камчатско е сельское поселение	п. Усть- Камчатск	ДЭС-23	АО «ЮЭСК»	8,59	18,60	10,01	21,026	2588
4.2.				ВЭС-23	АО «ЮЭСК»		1,175		1,122	955
5.	Ключевской энергоузел					3,20	6,20	3	16,924	2730
5.1.	Усть- Камчатски й муниципа льный район	Ключевско е сельское поселение	п. Ключи	ДЭС-22	АО «ЮЭСК»	3,20	6,20	3	16,924	2730
6.	Козыревский энергоузел					0,75	2,23	1,48	3,489	1565
6.1.	Усть- Камчатски й муниципа льный район	Козыревск ое сельское поселение	п. Козыревск	ДЭС-16	АО «ЮЭСК»	0,75	2,23	1,48	3,489	1565
7.	Соболевский энергоузел					2,76	8,25	5,49	22,78	5388
7.1.	Соболевск ий муниципа льный район	Соболевск ое сельское поселение	с. Соболево	ГДЭС-7	АО «ЮЭСК»	2,3	5,67	3,37	13,599	2398
7.2.		Крутогоро в-ское сельское поселение	п. Крутогоровс кий	ГДЭС-21	АО «Корякэнерго»	0,419*	2,34	1,92	6,51	1510
7.3.		Межселен ная территория	п. Ичинский	ДЭС-22	АО «Корякэнерго»	0,041*	0,24	0,20	2,672	1480

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8.	Паланский энергоузел					2,29	7,00	4,7	11,82	2977
8.1.	Городской округ «поселок Палана»	-	п. Палана	ДЭС-10	АО «ЮЭСК»	2,02	6,00	3,98	10,615	1769
8.2.	Тигильский муниципальный район	Сельское поселение с. Лесная	с. Лесная	ДЭС-30	АО «ЮЭСК»	0,277	1,00	0,723	1,208	1208
9.	Тигильский энергоузел					4,44	10,77	6,32	15,76	5770
9.1.	Тигильский муниципальный район	Сельское поселение с. Тигиль	с. Тигиль	ДЭС-11	АО «ЮЭСК»	1,42	4,80	3,38	7,333	1528
9.2.		Сельское поселение с. Усть-Хайрюзово	с. Усть-Хайрюзово	ДЭС-5	АО «Корякэнерго»	2,836	5,43	2,59	7,765	1385
9.3.		Сельское поселение с. Хайрюзово	с. Хайрюзово	ДЭС-29	АО «Корякэнерго»	0,048	0,24	0,19	0,225	1425
9.4.		Сельское поселение с. Воямполка	с. Воямполка	ДЭС-29	АО «ЮЭСК»	0,14	0,30	0,16	0,43	1432
10.	Оссорский энергоузел					2,31	6,75	4,44	16,21	6 295
10.1.	Карагинский муниципальный район	Сельское поселение п. Оссора	п. Оссора	ДЭС-12	АО «ЮЭСК»	1,60	4,60	3	9,074	1973
10.2.		Сельское поселение с. Ильпырский	с. Ильпырский	ДЭС-25 ДЭС «Водозабор»	АО «Корякэнерго»	0,224	0,836	0,61	2,379	2972

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10.3.		Сельское поселение с. Тымлат	с. Тымлат	ДЭС-23	АО «Корякэнерго»	0,488*	1,325	0,83	4,761	1350
11.	Олюторский энергоузел					6,2	20,66	14,04	33,61	15 570
11.1.	Олюторский муниципальный район	Сельское поселение с. Тиличики	с. Тиличики	ДЭС-8	АО «ЮЭСК»	3,70	6,20	7,5	15,206	2453
11.2.				Модульная мДЭС-8 (мкр. Верхние Тиличики)	АО «Корякэнерго»		5,00		1,41	282
11.3.		Сельское поселение с. Хаилино	с. Хаилино	ДЭС-26	АО «Корякэнерго»	0,471	2,08	1,6	1,89	1400
11.4.		Сельское поселение с. Пахачи	с. Пахачи	ДЭС-14 ДЭС «Водозабор»	АО «Корякэнерго»	0,583	2,376	1,78	2,61	2850
11.5.		Сельское поселение с. Средние Пахачи	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	АО «Корякэнерго»	0,551	1,30	0,75	1,803	1350
11.6.		Сельское поселение с. Вывенка	с. Вывенка	ДЭС-28 мДЭС с. Усть-Вывенка	АО «Корякэнерго»	0,654	1,74	1,08	4,651	2965
11.7.		Сельское поселение с. Ачайваям	с. Ачайваям	ДЭС-27	АО «Корякэнерго»	0,27	0,62	0,35	1,187	1390
11.8.		Сельское поселение с. Апука	с. Апука	ДЭС-7 ДЭС «Заречное»	АО «Корякэнерго»	0,377*	1,356	0,98	4,872	2880
12.		Пенжинский энергоузел					2,75	7,6	4,84	10,1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
12.1.	Пенжинский муниципальный район	Сельское поселение с. Таловка	с. Таловка	ДЭС-26	АО «ЮЭСК»	0,241	0,561	0,32	1,016	1811
12.2.		Сельское поселение с. Манилы	с. Манилы	ДЭС-4	АО «ЮЭСК»	1,912	4,32	3,69	6,245	1446
12.3.		Сельское поселение с. Каменское	с. Каменское	ДЭС-9	АО «ЮЭСК»		1,20		0,408	340
12.4.		Межселенная территория	с. Парень	ДЭС-28	АО «ЮЭСК»	0,05	0,136	0,1	0,117	862
12.5.	Пенжинский муниципальный район	Сельское поселение с. Слаутное	с. Слаутное	ДЭС-1	АО «ЮЭСК»	0,412	0,487	0,075	1,032	2120
12.6.		Сельское поселение с. Аянка	с. Аянка	ДЭС-15	АО «ЮЭСК»	0,21	0,774	0,567	1,134	1465
12.7.		Межселенная территория	с. Оклан	ДЭС-27	АО «ЮЭСК»	0,04	0,13	0,09	0,15	1154
12.8.	<i>Примечание: * - максимум потребления мощности приведен без учета нагрузки рыбоперерабатывающих предприятий, функционирующих на территории населенного пункта.</i>									

5. Основные характеристики электросетевого хозяйства 35 кВ и выше изолированных энергоузлов Камчатского края

Электрические сети 35 кВ получили развитие в 9 изолированных энергоузлах:

– Усть-Камчатский, Средне-Камчатский, Козыревский, Соболевский, Тигильский, Олюторский и Пенжинский энергоузлы, находящиеся в ведении АО «ЮЭСК»;

– Озерновский энергоузел, находящийся в ведении ПАО «Камчатскэнерго» филиал Возобновляемая энергетика.

Филиал ПАО «Камчатскэнерго» Возобновляемая энергетика

Озерновский энергоузел

Озерновский энергоузел сформирован на базе первой в России и на Камчатке геотермальной Паужетской электростанции.

Электроснабжение потребителей энергоузла, в зону влияния которого входят п. Озерновский, п. Паужетка, п. Шумный, с. Запорожье, осуществляется от Паужетской ГеоЭС на напряжении 35 кВ по ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерная (выполнена в габаритах 110 кВ), к которой присоединены ответвлениями ПС 35 кВ Ферма и ПС 35 кВ Ключи, а также от ДЭС, расположенной в п. Озерновский.

Протяженность ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Озерновского энергоузла на территории Камчатского края на 01.01.2023 г. представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. x МВА
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерновская с отп.	1965	27	-
2.	ПС 35 кВ Ферма	1967	-	2x6,3
3.	ПС 35 кВ Ключи	1967	-	1x1
4.	ПС 35 кВ Озерновская	1967	-	1x0,16
5.	Всего		27	4x13,76

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 35 кВ показал:

– 20 МВА трансформаторной мощности (61,3 процента от общей трансформаторной мощности 110-35 кВ) отработало более 30 лет;

– все воздушные линии электропередачи 35 кВ отработали более 50 лет.

Требуется реконструкция сети с капитальным ремонтом опор, подвесной системы ВЛ 35 кВ и заменой трансформаторов на ПС 35 кВ энергоузла.

Сводные данные по сетям 10-6-0,4 кВ Озерновского энергоузла приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Показатель
1	2	3	4
1.	Суммарная протяженность ВЛ по классам напряжения;		
	10 кВ	км	3,9
	0,4 кВ	км	35,2
2.	Суммарная протяженность КЛ по классам напряжения:		
	10 кВ	км	2,2
	6 кВ	км	1
	0,4 кВ	км	10,5
3.	Количество ТП 6-10 кВ и мощность трансформаторного оборудования	шт./кВА	19/11930

АО «Южные электрические сети Камчатки»

Усть-Камчатский энергоузел

Усть-Камчатский энергоузел является крупнейшим по количеству и мощности ПС 35кВ. В зону влияния энергоузла входят населенные пункты: с. Усть-Камчатск и с. Крутоберегово. Электроснабжение энергоузла осуществляется децентрализованно от установленной в с. Усть-Камчатск ДЭС-23 установленной мощностью 18,6 МВт и ВЭС установленной мощностью 1,175 МВт по сетям 35 кВ.

Протяженность ВЛ 35 кВ, количество и суммарная мощность ПС 35 кВ Усть-Камчатского энергоузла на территории Камчатского края на 01.01.2023 г. представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. х МВА
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 35 кВ ДЭС-23 – Демби – Погодная – Крутоберегово	1988	35,95	-
2.	ДЭС-23 (Усть-Камчатск)	1976	-	1х6,3
		1977		1х6,3
3.	ПС 35 кВ Демби	1976	-	1х1
		2015		1х6,3
4.	ПС 35 кВ Погодная	1980	-	1х4
				1х1
5.	ПС 35 кВ Крутоберегово	1976	-	1х0,4
		1980		1х1
6.	Всего		35,95	8х26,3

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 35 кВ показал:

- 26,3 МВА трансформаторной мощности (100 процентов от общей трансформаторной мощности 35 кВ) отработало более 40 лет;
- все воздушные линии электропередачи 35 кВ, выполненные на металлических опорах, отработали не более 50 лет, на деревянных опорах – не более 40 лет.

Средне-Камчатский энергоузел

Средне-Камчатский энергоузел сформирован на базе Быстринской МГЭС. В зону влияния энергоузла входят населенные пункты с. Эссо, с. Анавгай, с. Атласово и с. Лазо. Быстринская МГЭС обеспечивает электроснабжение сел по ВЛ 35 кВ Быстринская МГЭС – Атласово и ВЛ 35 кВ Быстринская МГЭС – Анавгай, ВЛ 35 кВ Эссо – Анавгай.

В энергоузле имеется резервный энергоисточник - ДЭС-14 установленной мощностью 4,68 МВт, находящийся в с. Атласово, который обеспечивает электроснабжение сел в зимний период при нехватке воды на МГЭС и в послеаварийных режимах отключения ВЛ 35 кВ.

В состав Средне-Камчатского энергоузла входит также изолированный Долиновский ЭУ, который удален от Средне-Камчатского энергоузла (с. Лазо) на расстояние 75 км, от центрального энергоузла (от ПС 110 кВ Мильково) – на расстояние 65 км. Питание потребителей Долиновского энергоузла осуществляется от ДЭС-19 установленной мощностью 0,40 МВт.

Протяженность ВЛ 35 кВ, количество и суммарная мощность ПС 35 кВ Средне-Камчатского энергоузла на территории Камчатского края на 01.01.2023 г. представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. x МВА
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 35 кВ Атласово – Быстринская МГЭС	2001	64,35	-
2.	ВЛ 35 кВ Быстринская МГЭС – Анавгай – Эссо	1978	39,55	-
3.	ПС 35 кВ Атласово	1996	-	1x1; 1x1,6
4.	ПС 35 кВ Анавгай	2021	-	1x0,4 1x0,4
5.	ПС 35 кВ Эссо	2020	-	2x1,6
6.	Быстринская МГЭС	1998	-	2x1,6
7.	Всего		103,9	8x10,4

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 35 кВ показал:

– 2 МВА трансформаторной мощности (17,2 процента от общей трансформаторной мощности 35 кВ) отработало более 30 лет;

– воздушные линии электропередачи 35 кВ, выполненные на деревянных опорах, протяженностью 16,6 км в одноцепном исчислении (15,9 процента от общей протяженности ЛЭП 35 кВ) отработали более 40 лет.

Козыревский энергоузел

В зону влияния Козыревского энергоузла входят села Козыревск и Майское. Он удален от ближайшего Средне-Камчатского энергоузла на расстояние 50 км. Электроснабжение энергоузла осуществляется от ДЭС-16 установленной мощностью 2,23 МВт, находящейся в селе Козыревск. Потребители села Майское питаются от ДЭС-16 (Козыревск) по ВЛ 35 кВ Козыревск - Майское.

Протяженность ВЛ 35 кВ, количество и суммарная мощность ПС 35 кВ Козыревского энергоузла на территории Камчатского края на 1.01.2023 г. представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. x МВА
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 35 кВ ДЭС-16 (Козыревск) – Майское	1998	27,9	-
2.	ПС 35 кВ Козыревск	1986	-	1x1
3.	ПС 35 кВ Майское	1978	-	1x1
4.	Всего		27,9	2x2

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 35 кВ показал:

– 2 МВА трансформаторной мощности (100 процентов от общей трансформаторной мощности 35 кВ) отработало более 30 лет;

– все воздушные линии электропередачи 35 кВ, выполненные на деревянных опорах, отработали не более 40 лет.

Соболевский энергоузел

В зону влияния Соболевского энергоузла входят села Соболево и Устьевое. Питание энергоузла осуществляется децентрализованно от расположенной в селе Соболево ГДЭС-7 установленной мощностью 5,67 МВт. ГДЭС-7 обеспечивает электроснабжение сел Соболево и Устьевое по ВЛ 35 кВ Соболево - Устьевое.

Протяженность ВЛ 35 кВ, количество и суммарная мощность ПС 35 кВ Соболевского энергоузла на территории Камчатского края на 01.01.2023 г. представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35кВ, шт. х МВА
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 35 кВ Соболево – Устьевое	1999	17,3	-
2.	ПС 35 кВ Соболево	1999	-	1x1 1x1
3.	ПС 35 кВ Устьевое	1999 1999	-	2x1
4.	Всего		17,3	4x4

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 35 кВ показал, что воздушные линии и трансформаторы 35 кВ со сверхнормативным сроком эксплуатации отсутствуют.

По данным АО «ЮЭСК» необходима реконструкция ВЛ 35 кВ с заменой провода на самонесущий изолированный провод в связи с большими ветровыми нагрузками и прохождением ВЛ вблизи Охотского моря.

Тигильский энергоузел

Электроснабжение Тигильского энергоузла осуществляется от расположенной в селе Тигиль ДЭС-11 установленной мощностью 4,8 МВт и от расположенной в селе Воямполка ДЭС-29 установленной мощностью 0,3 МВт. Село Седанка питается от ДЭС-11 по ВЛ 35 кВ Тигиль – Седанка.

Протяженность ВЛ 35 кВ, количество и суммарная мощность ПС 35 кВ Тигильского энергоузла на территории Камчатского края на 1.01.2023 г. представлена в таблице 5.7.

Таблица 5.7

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. х МВА
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 35 кВ ДЭС-11 (Тигиль) - Седанка	1978	35,8	-
2.	ПС 35 кВ Угольный разрез	1992	-	2x1,6
3.	ПС 35 кВ Седанка	1992	-	1x1
4.	ПС 35 кВ Яры	1992		1x1,41 1x0,02
5.	Всего		35,8	5x4,03

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 35 кВ показал, что воздушные линии и трансформаторы 35 кВ со сверхнормативным сроком эксплуатации отсутствуют.

Олюторский энергоузел

Электроснабжение Олюторского энергоузла осуществляется от расположенной в с. Тилички ДЭС-8 установленной мощностью 6,2 МВт, от которой также питается село Корф по ВЛ 35 кВ Тилички – Корф. С вводом ВЛ 35 кВ Тилички – Корф в с. Корф выведена из эксплуатации и демонтирована ДЭС-3. ВЛ 35 кВ Тилички – Корф эксплуатируется АО «ЮЭСК», но находится в собственности у администрации муниципального образования.

Протяженность ВЛ 35 кВ, количество и суммарная мощность ПС 35 кВ Олюторского энергоузла на территории Камчатского края на 1.01.2023 г. представлена в таблице 5.8.

Таблица 5.8

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35кВ, шт. x МВА
1	2	3	4	5
1.	ВЛ 35 кВ «Тилички – Корф»	2006	24,21	-
2.	ПС 35 кВ Тилички	2006	-	1x1
3.	ПС 35 кВ Корф	2006	-	1x1
4.	Всего		24,21	2x2

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 35 кВ показал, что воздушные линии и трансформаторы 35 кВ со сверхнормативным сроком эксплуатации отсутствуют.

По данным АО «ЮЭСК» часть опор ВЛ на морской стороне от устья реки нуждается в срочном укреплении или замене, а часть - в переносе из перемыкаемых участков. Кроме того, возле комплексного распределительного устройства ПС Корф требуется выравнивание опор, которые имеют наклон более 30 процентов.

Пенжинский энергоузел

Электроснабжение Пенжинского энергоузла осуществляется децентрализованно от расположенной в с. Манилы ДЭС-4, от которой питается также с. Каменское по ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское. В с. Каменское расположена ДЭС-9 установленной мощностью 1,2 МВт. Электроснабжение потребителей с. Парень осуществляется децентрализованно от ДЭС-28 установленной мощностью 0,136 МВт, с. Таловка – от ДЭС-26 установленной мощностью 0,561 МВт.

Протяженность ВЛ 35 кВ, количество и суммарная мощность ПС 35 кВ Пенжинского энергоузла на территории Камчатского края на 01.01.2023 г. представлена в таблице 5.9.

Таблица 5.9

№ п/п	Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт. x МВА
1	2	3	4	5

1.	ВЛ 35 кВ ДЭС-4 – ДЭС-9 (Манилы – Каменское)	1986	46	-
2.	ПС 35 кВ Манилы	1986	-	2x1
3.	ДЭС-9 (Каменское)	1986	-	2x1,6
4.	Всего		46	4x2,6

Анализ технического состояния электросетевых объектов напряжением 35 кВ показал:

– 5,2 МВА трансформаторной мощности (100 процентов от общей трансформаторной мощности 35 кВ) отработало более 30 лет;

– все воздушные линии электропередачи 35 кВ, выполненные на деревянных опорах, отработали не более 40 лет.

Необходима реконструкция ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское, с изменением трассы прохождения (с привязкой к автомобильной дороге, так как есть трудно доступные участки) и установкой дополнительных опор.

Сводные данные по сетям 6-10 кВ, находящиеся в ведение АО «ЮЭСК», на 01.01.2023 г. приведены в таблице 5.10.

Таблица 5.10

№ п/п	Энергоузел	Населенный пункт	Количество ТП и мощность трансформаторного оборудования, шт./МВА	ЛЭП	
				ВЛ, км	КЛ, км
1	2	3	4	5	6
1.	Пенжинский	с. Манилы	10/2,385	3,26	0,14
		с. Каменское	8/2,84	4,35	-
		с. Таловка	6/1,1	1,32	-
		с. Аянка	5/1,98	1,2	-
		с. Слаутное	4/1,68	1,87	-
2.	Паланский	с. Палана	27/11,533	15,769	0,574
3.	Олюторский	с.Тиличики	36/15,913	11,37	0,125
		с. Корф		3,63	3,34
4.	Тигильский	с. Тигиль	22/7,110	19,633	0,55
5.	Оссорский	с. Оссора	30/11,420	8,339	2,451
6.	Средне - Камчатский	с. Атласово	10/1,815	5	-
		с. Лазо		24,64	
		с. Эссо	34/6,608	25,241	-
		с. Долиновка	6/1,230	2,1	-
7.	Соболевский	с. Соболево	39/11,703	19,859	1,1
8.	Козыревский	с. Козыревск	11/2,303	8,9	-
9.	Алеутский	с. Никольское	10/5,51	7,827	7,1
10.	Ключевской	п. Ключи	25/8,176	34,2	1,743
11.	Усть - Камчатский	п. Усть-Камчатск	45/19,365	25,454	11,381

АО «Корякэнерго»

АО «Корякэнерго» осуществляет электроснабжение потребителей в районах:

- Олюторском муниципальном районе (с. Апука, мкрн. Заречное с.Апука, с. Пахачи, с. Средние Пахачи, с. Авайчаям, с. Хаилино, с. Вывенка, с. Усть-Вывенка, с. Тиличики),
- Мильковском муниципальном районе (п. Таежный),
- Карагинском муниципальном районе (с. Тымлат, с. Ильпырский),
- Тигильском муниципальном районе (с. Хайрюзово, с. Усть-Хайрюзово, с. Ковран),
- Соболевском муниципальном районе (с. Устьевое (рыбоперерабатывающее предприятие), п. Крутогорский, п. Ичинский),
- Усть-Большерецком муниципальном районе (п. Озерновский (рыбоперерабатывающее предприятие)).

В эксплуатации АО «Корякэнерго» нет электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше. В эксплуатации находятся сети напряжением 6–10 кВ в населенных пунктах: с. Апука, с. Пахачи, с. Хаилино, с. Вывенка, с. Тымлат, с. Усть-Хайрюзово, п. Крутогорский, с. Тиличики. Общая протяженность сетей 6–10 кВ составляет 55,605 км, в том числе, ВЛ 6кВ – 45,925 км (с. Апука, с. Пахачи, с. Вывенка, с. Усть-Хайрюзово, п. Крутогорский, с.Тиличики), КЛ 6 кВ - 6,28 км (с. Пахачи, с. Усть-Хайрюзово), ВЛ 10 кВ – 2,4 км (с. Хаилино, с. Тымлат).

Сводные данные по сетям 6-10 кВ АО «Корякэнерго» по населенным пунктам на 01.01.2023 г. приведены в таблице 5.11.

Таблица 5.11

№ п/п	Населенный пункт	Класс напряжения, кВ	Количество ТП и мощность трансформаторного оборудования, шт./кВА	ВЛ, км		КЛ, км	
				6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	с. Апука	6/0,4	2/320	1,1	-	-	-
2.	с. Пахачи	6/0,4	10/2830	8,41	-	0,77	-
3.	с. Хаилино	10/0,4	3/1280	-	1,2	-	-
4.	с. Вывенка	6/0,4	2/800	1,2	-	-	-
5.	с. Тымлат	10/0,4	2/800	-	1,2	-	-
6.	с. Усть-Хайрюзово	6/0,4	8/3130	23,48	-	5,51	-
		10/0,4	1/400	-	-	-	-
		6/10	1/630	-	-	-	-
7.	п. Крутогорский	6/0,4	3/3200	6,2	-	-	-
8.	с. Тиличики	6/0,4	6/7910	5,535	-	-	-

6. Техничко-экономические параметры электроснабжения изолированных энергоузлов Камчатского края

Экономически обоснованные тарифы на электроэнергию по основным энергоснабжающим компаниям изолированных энергоузлов Камчатского края составляют:

- АО «ЮЭСК» - 37,44 руб./кВтч;
- АО «Корякэнерго» - 42,39 руб./кВтч;
- ПАО «Камчатскэнерго» (Филиал «Возобновляемая энергетика») – 12,02 руб./кВтч.

Существующие технико-экономические показатели генерирующих источников изолированных энергоузлов Камчатского края представлены в таблице 6.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
12.1.	с. Таловка	ДЭС-26	АО «ЮЭСК»	0,56	1,016	дт	365	253,817	71 111,4	18049,3	29 943,4	52	8,02%	0,98%	57,58	35,93	21,7
12.2.	с. Манилы	ДЭС-4	АО «ЮЭСК»	4,32	6,245	дт	376	1596,558	69 915,9	111624,8	71 906,8	71	11,24%	1,55%	115,20	45,13	70,1
12.3.	с. Каменское	ДЭС-9	АО «ЮЭСК»	1,20	0,408	дт	367	101,708	68 144,1	6930,8	30 203,7	61	12,71%	1,60%	15,50	12,61	2,9
12.4.	с. Парень	ДЭС-28	АО «ЮЭСК»	0,13	0,117	дт	471	38,058	73 889,6	2812,1	16 363,7	100	2,99%	0,06%	169,54	144,68	24,9
12.5.	с. Слаутное	ДЭС-1	АО «ЮЭСК»	0,48	1,032	дт	373	264,955	81 762,5	21663,4	31 236,8	54	7,64%	0,46%	76,83	45,37	31,5
12.6.	с. Аянка	ДЭС-15	АО «ЮЭСК»	0,77	1,134	дт	359	279,054	87 473,5	24409,8	16 608,2	62	10,67%	0,69%	60,63	24,55	36,1
12.7.	с. Оклан	ДЭС-27	АО «ЮЭСК»	0,13	0,150	дт	438	45,024	66 964,8	3015,0	14 134,9	26	11,70%	0,85%	147,27	121,38	25,9

Изолированные энергоузлы Камчатского края имеют высокий экономически обоснованный тариф на электроснабжение.

Электроснабжение изолированных энергоузлов осуществляется в основном за счет ДЭС, работающих на дорогостоящем привозном дизельном топливе. Данный фактор определяет высокую топливную составляющую тарифа изолированных энергоузлов Камчатского края.

Высокая стоимость обслуживания электроэнергетических объектов обусловлена такими факторами, как сложные климатические условия (циклоны, ветровые нагрузки, гололедообразование), географическая удаленность населенных пунктов, отсутствие развитой транспортной инфраструктуры.

7. Особенности и проблемы функционирования изолированных энергоузлов Камчатского края

В результате использования дорогостоящего привозного дизельного топлива и высокой стоимости обслуживания электроэнергетических объектов изолированные энергоузлы Камчатского края имеют высокие экономически обоснованные тарифы на электроснабжение.

7.1. Проблемы генерирующего оборудования изолированных энергоузлов Камчатского края

Основными проблемами генерирующего оборудования изолированных энергоузлов Камчатского края являются:

- Устаревание ДЭС. Около 37,5 процентов оборудования дизельных электростанций (50,38 МВт) отработали более 25 лет. В связи с этим, требуется масштабная модернизация этих установок, либо замена их на новое современное оборудование и строительство объектов генерации на возобновляемых источниках энергии с развитием сетевой инфраструктуры для подключения потребителей.

- Состояние Паужетской ГеоЭС. Нормативный срок службы оборудования Паужетской ГеоЭС регламентирован техническими условиями на поставку оборудования и составляет 40 лет. На сегодняшний день оборудование станции отработало более 40 лет. Техническое состояние части турбинного парка оборудования Паужетской ГеоЭС приближается к состоянию невосстанавливаемого износа, это оборудование системы регулирования и проточная часть турбины МК-6-1, арматура пристанционного парового коллектора и другое. В 2020 году экспертными мероприятиями продлен парковый ресурс основных частей турбоагрегата МК-6-0.2 (корпус и проточная часть) на 35 тыс. час. На Паужетской ГеоЭС за 60-летний период эксплуатации были произведены две реконструкции генерирующего оборудования путем его замены. В обоих случаях были введены адаптированные для работы в условиях сниженных параметров пара бывшие в употреблении турбоагрегаты. Эксплуатация геотермального месторождения без развития скважинного фонда сократила реальную добычу пара на уровне 5,6 МВт, вместо возможных 12 МВт.

Процент потребления электроэнергии на собственные нужды электростанций и потери электроэнергии в сетях по всем районам находятся в допустимых пределах.

Следующие электростанции имеют завышенные показатели расхода топлива (относительно нормативных общеотраслевых показателей):

- п. Таежный ДЭС-6 (АО «Корякэнерго») – 470 г.у.т/кВтч;
- с. Атласово ДЭС-14 (АО «ЮЭСК») – 403,9 г.у.т/кВтч;
- с. Хайрюзово ДЭС-29 (АО «Корякэнерго») – 428 г.у.т/кВтч;
- с. Воямполка ДЭС-29 (АО «ЮЭСК») – 438,3 г.у.т/кВтч;
- с. Пахачи ДЭС-14 (АО «Корякэнерго») – 425 г.у.т/кВтч;
- с. Парень ДЭС-28 (АО «ЮЭСК») – 522,7 г.у.т/кВтч;

с. Оклан ДЭС-27 (АО «ЮЭСК») – 433,7 г.у.т/кВтч;
п. Ичинский ДЭС-22 (АО «Корякэнерго») – 380 г.у.т/кВтч.

7.2. Проблемы электросетевого комплекса изолированных энергоузлов Камчатского края

Озерновский энергоузел

Согласно производственной программы на 2023-2028 гг. филиалом ПАО «Камчатскэнерго» Возобновляемая энергетика ежегодно проводится капитальный ремонт ВЛ-35 кВ, направленный на улучшение состояния объектов электросетевого хозяйства и повышения надежности энергоснабжения Озерновского энергоузла (завершение работ по ВЛ-35 планируется в 2025 г). В целях обеспечения энергоресурсами (геотермальный пар и дизельное топливо) изолированного энергоузла запланированы работы по реконструкции парового коллектора ПГеоЭС и реконструкция расходного склада дизельного топлива Озерновской ДЭС. В целом, с учетом проводимых работ, состояние электросетевых объектов 35 кВ Озерновского энергорайона можно оценивать, как удовлетворительное.

Усть-Камчатский энергоузел

Проведена масштабная реконструкция ПС 35 кВ Усть - Камчатского энергоузла с заменой установленных трансформаторов на новые, так как срок эксплуатации трансформаторов превысил нормируемый (100 процентов от общей трансформаторной мощности 35 кВ отработало более 30 лет). На ПС 35 кВ Демби при замене трансформаторов увеличена мощность Т-1 до 6,3 МВА.

Олюторский энергоузел

По данным АО «ЮЭСК» часть опор ВЛ 35 кВ Тилички – Корф на морской стороне от устья реки нуждается в срочном укреплении или замене, а часть – в переносе из перемываемых участков. Кроме того, возле комплексного распределительного устройства ПС Корф требуется выравнивание опор, которые имеют наклон более 30 процентов.

Пенжинский энергоузел

Проводится капитальный ремонт ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское, по которой питается с. Каменское. Неудовлетворительное физическое состояние линии приводит к периодическому отключению ВЛ и потребителей с. Каменское от электроснабжения:

- расстояние между опорами ВЛ 35 кВ Манилы - Каменское составляет 150 - 250 метров, что больше допустимых для условий Крайнего Севера 90 метров;
- загнивание опор составляет 60 процентов;

– провисание провода в некоторых пролетах между опорами не соответствует требованиям правил устройства электроустановок и правил технической эксплуатации и превышает допустимые нормы на 1,5–3 метра.

8. Прогноз потребления электроэнергии и мощности изолированных энергоузлов Камчатского края

Динамика электропотребления изолированных энергоузлов Камчатского края за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг. представлена в таблице 8.1 и на рисунке 8.1.

Таблица 8.1

№ п/п	Наименование	Годы							
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1.	Электропотребление, млн кВтч	211,52	230,36	222,89	222,89	222,89	222,89	222,89	222,89
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	-9,13	18,84	-7,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	-4,32	8,91	-3,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



Рисунок 8.1 – Динамика потребления электрической энергии изолированных энергоузлов Камчатского края за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

К 2045 г. прогнозируется рост электропотребления изолированных районов Камчатского края на 11,37 млн кВтч (+ 5,38 процента) относительно отчетного 2022 г. до величины 222,89 млн кВтч.

Распределение нагрузки по изолированным энергоузлам Камчатского края за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023-2045 гг. приведено в таблице 8.2. (в МВт).

Таблица 8.2

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Средне-Камчатский энергоузел	3,48	3,49	3,49	3,49	3,5	3,51	3,51
2.	Озерновский энергоузел	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50
3.	Алеутский энергоузел	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
4.	Усть-Камчатский энергоузел	8,59	8,59	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97
5.	Ключевской энергоузел	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
6.	Козыревский энергоузел	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
7.	Соболевский энергоузел	2,76	2,76	4,27	4,27	4,28	4,29	4,29
8.	Паланский энергоузел	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29
9.	Тигильский энергоузел	4,44	4,44	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45
10.	Оссорский энергоузел	2,31	2,31	2,33	2,34	2,34	2,35	2,35
11.	Олюторский энергоузел	6,20	6,20	6,27	6,32	6,43	6,49	6,49
12.	Пенжинский энергоузел	2,75	2,75	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81

Прогноз потребления электрической энергии и мощности изолированных энергоузлов сформирован с учетом прогноза полезного отпуска потребителям населенных пунктов в соответствии с информацией, предоставленной АО «ЮЭСК», АО «Корякэнерго», ПАО «Камчатскэнерго», а также с учетом изменения потребления электрической энергии и мощности в соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение.

В рассматриваемой перспективе рост нагрузки в изолированных энергорайонах Камчатского края ожидается, в основном, за счет развития существующих и строительства новых объектов рыбоперерабатывающего производства.

Средне-Камчатский энергоузел

В таблицах 8.4-8.5 и на рисунке 8.2 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Средне-Камчатского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023-2045 гг.

Таблица 8.4

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Электропотребление, млн кВтч	10,62	11,06	11,05	11,05	11,05	11,05	11,05
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	0,32	0,44	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	0,17	4,14	-0,09	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 8.5

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	3,48	3,49	3,49	3,49	3,5	3,51	3,51
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	0,04	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00
3.	Годовой прирост, %	1,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

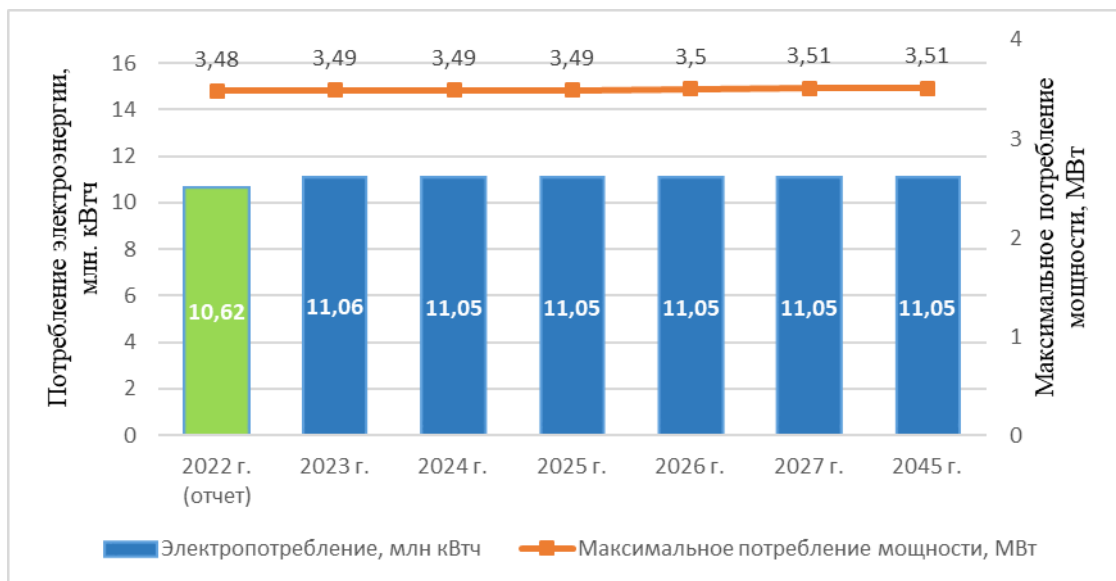


Рисунок 8.2 – Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Средне-Камчатского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Величина годового электропотребления в 2045 г. прогнозируется на уровне 11,05 млн кВтч, что на 0,43 млн кВтч (+ 4,05 процента) выше электропотребления 2022 г. Величина максимального потребления мощности в 2045 г. составит 3,51 МВт, что на 0,03 МВт (+ 0,86 процента) выше аналогичного показателя 2022 г.

Озерновский энергоузел

В таблицах 8.6–8.7 и на рисунке 8.3 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Озерновского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Таблица 8.6

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9

1.	Электропотребление, млн. кВтч	44,22	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02	46,02
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВтч	-2,15	1,8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	-4,86	4,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 8.7

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	0,3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	3,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

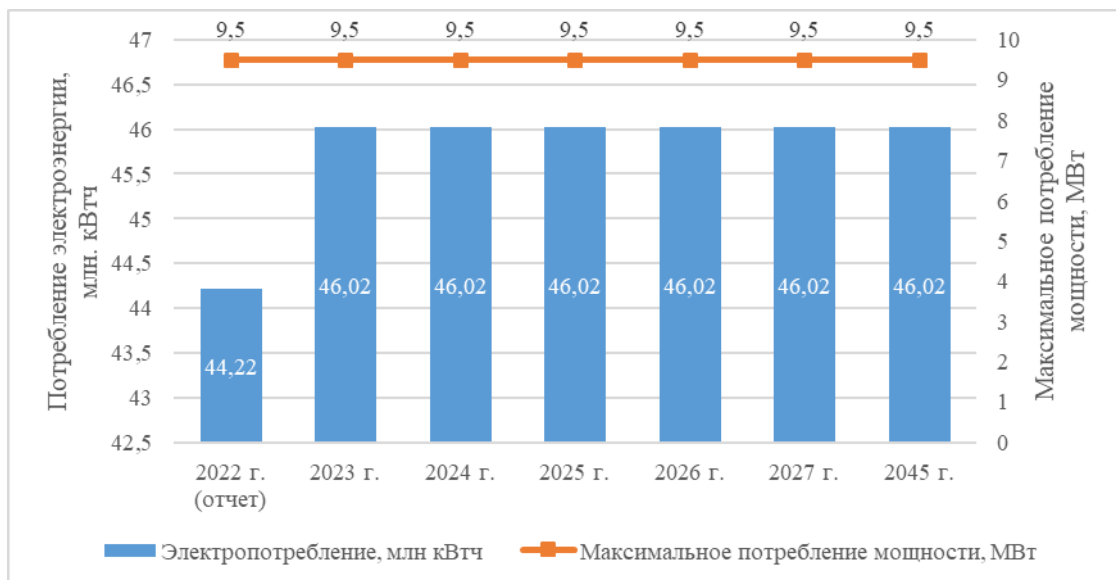


Рисунок 8.3 – Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Озерновского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023-2045 гг.

Величина годового электропотребления в 2045 г. прогнозируется на уровне 46,02 млн кВтч, что на 1,8 млн кВтч (+ 4,07 процента) выше электропотребления 2022 г. Величина максимального потребления мощности в 2045 г. составит 9,50 МВт.

Алеутский энергоузел

В таблицах 8.8-8.9 и на рисунке 8.4 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Алеутского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023-2045 гг.

Таблица 8.8

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Электропотребление, млн. кВтч	3,81	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт.ч	0,04	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	1,06	3,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 8.9

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	1,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

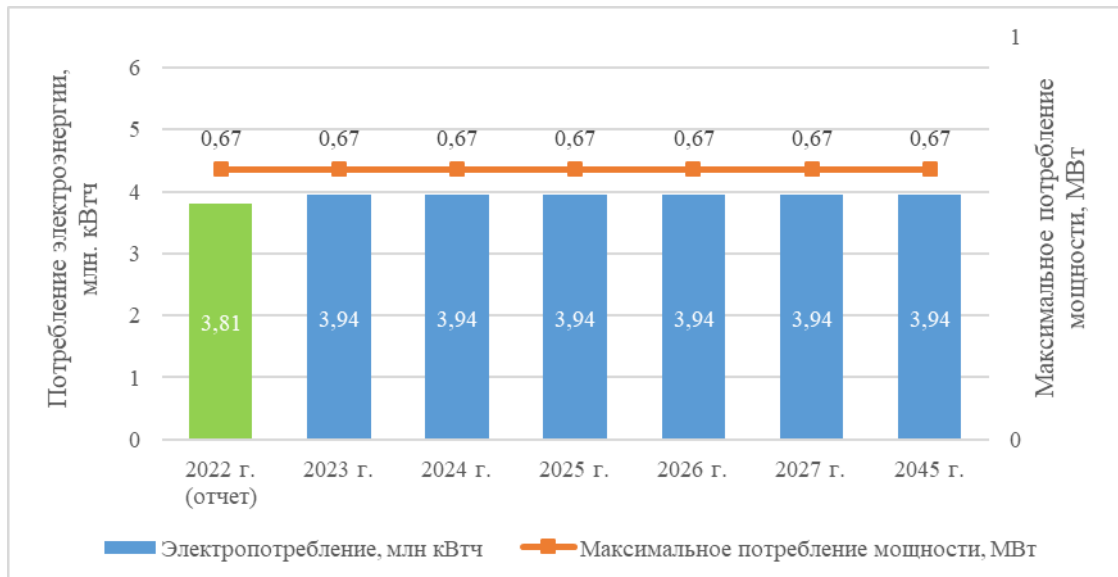


Рисунок 8.4 – Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Алеутского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023-2045 гг.

Величина годового электропотребления в 2045 г. прогнозируется на уровне 3,94 млн кВтч, что на 0,13 млн кВтч (+ 3,41 процента) выше электропотребления 2022 г. Величина максимального потребления мощности в 2045 г. составит 0,67 МВт, что на уровне аналогичного показателя 2022 г.

Усть-Камчатский энергоузел

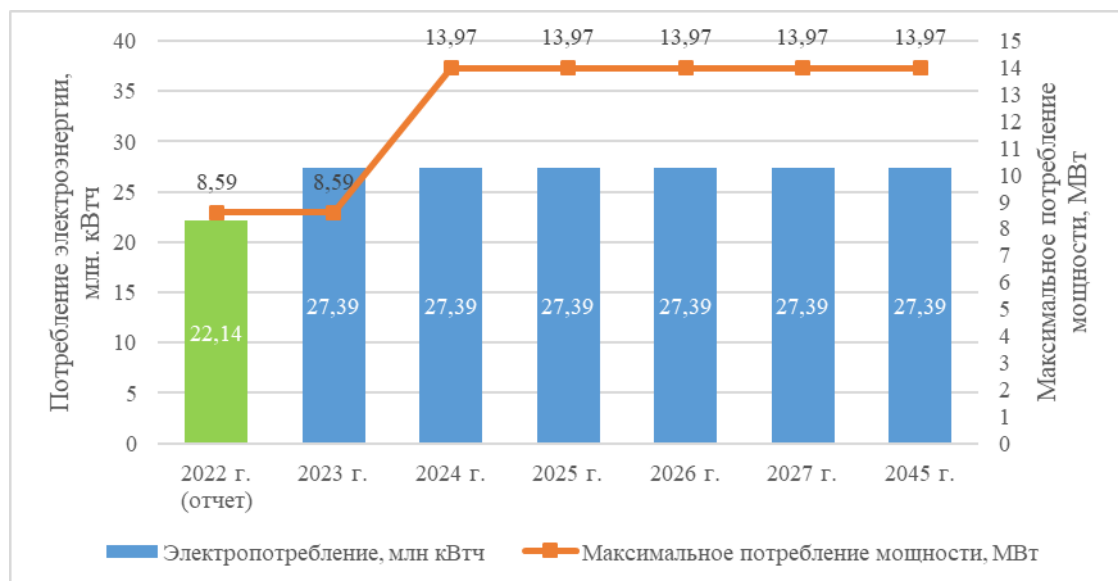
В таблицах 8.10–8.11 и на рисунке 8.5 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Усть-Камчатского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023-2045 гг.

Таблица 8.10

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Электропотребление, млн кВтч	22,14	27,39	27,39	27,39	27,39	27,39	27,39
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	-0,06	5,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	-0,27	23,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 8.11

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	8,59	8,59	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	0,59	0,00	5,38	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	7,38	0,00	62,63	0,00	0,00	0,00	0,00



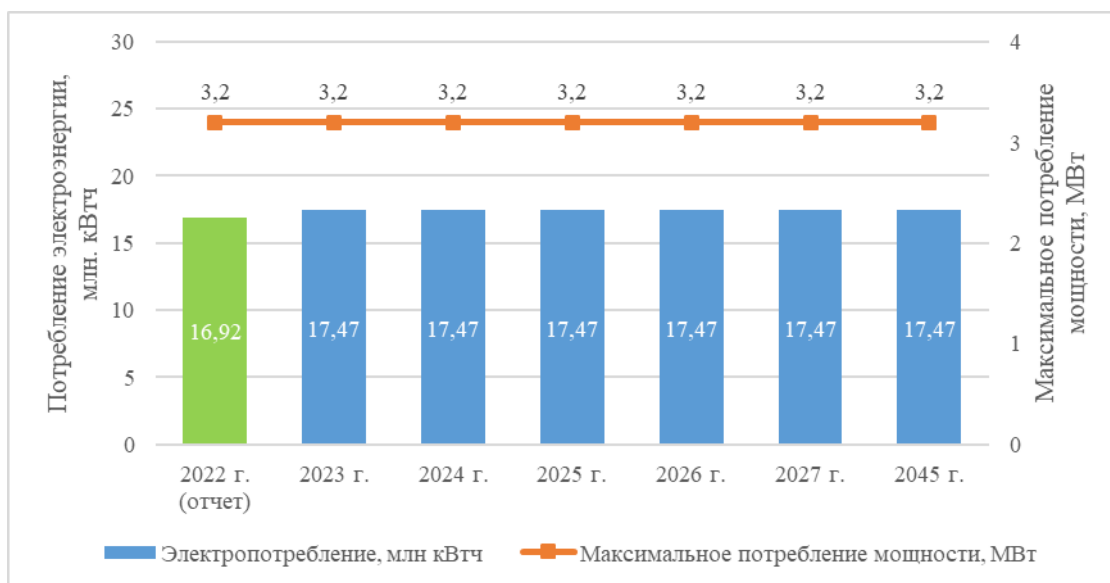


Рисунок 8.6 – Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Ключевского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023-2045 гг.

Величина годового электропотребления в 2045 г. прогнозируется на уровне 17,47 млн кВтч, что на 0,55 млн кВтч (+ 3,25 процента) выше электропотребления 2022 г. Величина максимального потребления мощности в 2045 г. составит 3,20 МВт, что на уровне аналогичного показателя 2022 г.

Козыревский энергоузел

В таблицах 8.14–8.15 и на рисунке 8.7 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Козыревского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Таблица 8.14

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Электропотребление, млн кВтч	3,48	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57	3,57
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	0,00	2,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 8.15

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

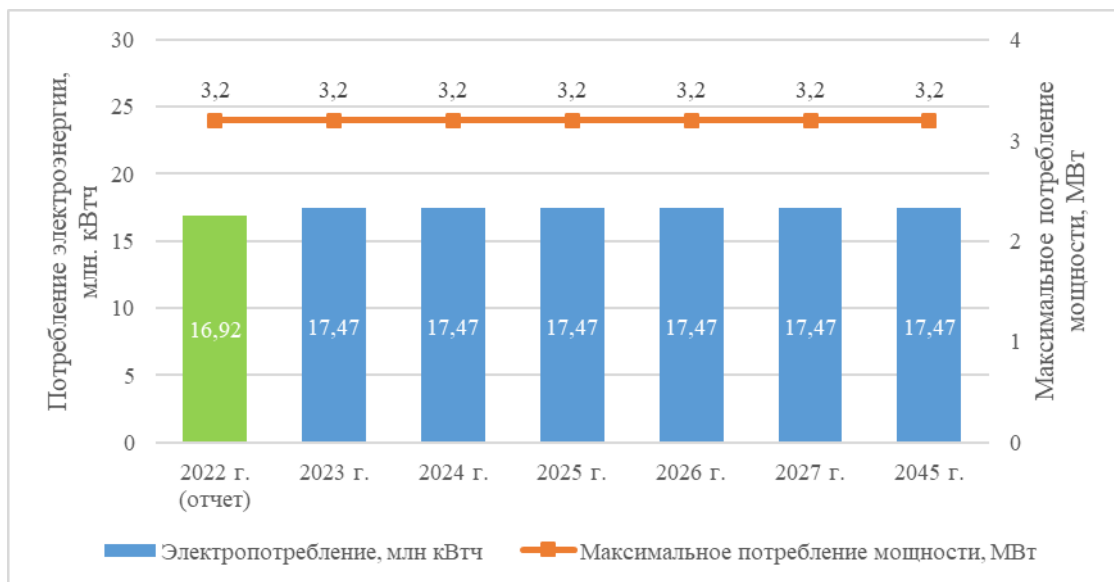


Рисунок 8.7 – Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Козыревского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Величина годового электропотребления в 2045 г. прогнозируется на уровне 3,57 млн кВтч, что на 0,09 млн кВтч (+2,59 процента) выше электропотребления 2022 г.

В рассматриваемом перспективном периоде рост электрической мощности не прогнозируется.

Соболевский энергоузел

В таблицах 8.16–8.17 и на рисунке 8.8 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Соболевского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Таблица 8.16

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Электропотребление, млн кВтч	22,78	23,18	21,4	21,4	21,4	21,4	21,4
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	0,00	0,4	-1,78	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	0,00	1,76	-6,45	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 8.17

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	2,76	2,76	4,27	4,27	4,28	4,28	4,29
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	0,05	0,00	1,51	0,00	0,01	0,00	0,01
3.	Годовой прирост, %	1,85	0,00	54,71	0,00	0,23	0,00	0,23

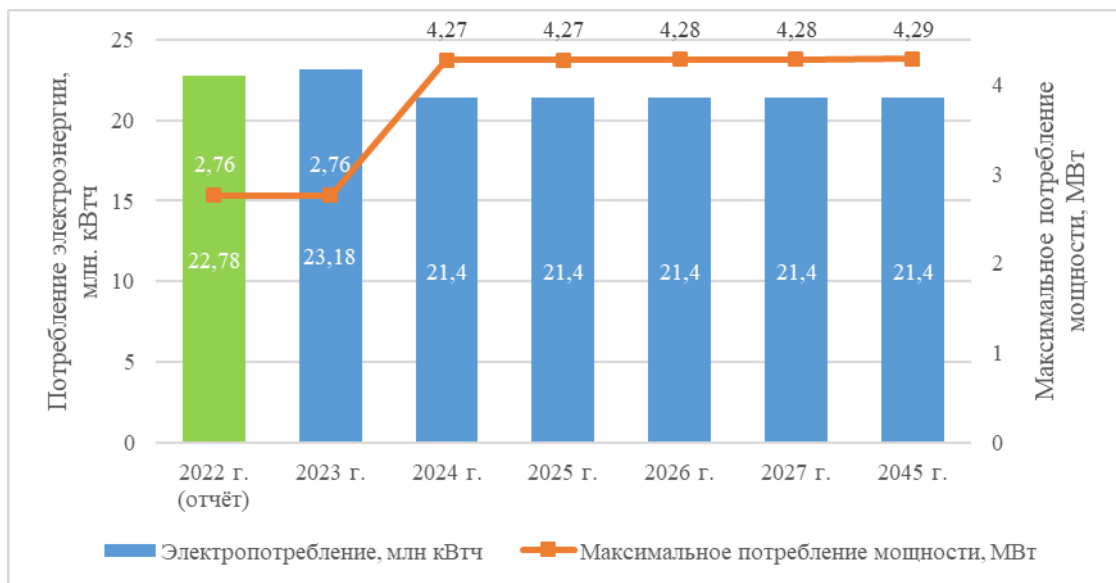


Рисунок 8.8 – Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Соболевского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Величина годового электропотребления в 2045 г. прогнозируется на уровне 21,4 млн кВтч, что на 1,38 млн кВтч (–6,45 процента) ниже электропотребления 2022 г. Величина максимального потребления мощности в 2045 г. составит 4,29 МВт, что на 1,53 МВт (+ 55,43 процента) выше аналогичного показателя 2022 г.

Паланский энергоузел

В таблицах 8.18–8.19 и на рисунке 8.9 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Паланского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Таблица 8.18

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Электропотребление, млн кВтч	11,82	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67	12,67
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	-0,31	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	-2,62	7,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 8.19

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29	2,29
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	5,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

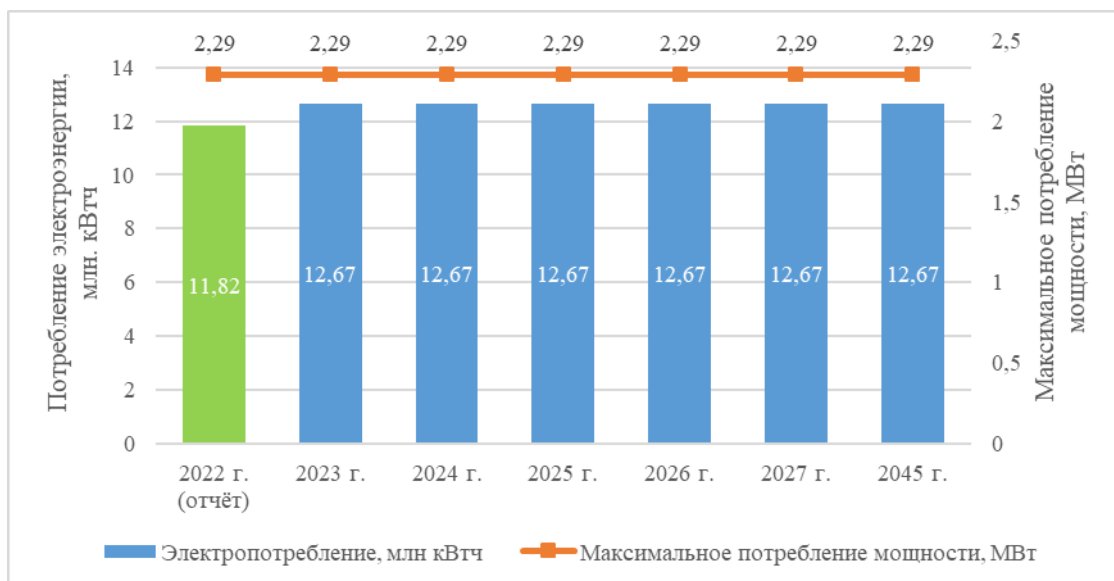


Рисунок 8.9 – Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Паланского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Величина годового электропотребления в 2045 г. прогнозируется на уровне 12,67 млн кВтч, что на 0,85 млн кВтч (+ 7,19 процента) выше электропотребления 2022 г. Величина максимального потребления мощности в 2045 г. составит 2,29 МВт, что на уровне аналогичного показателя 2022 г.

Тигильский энергоузел

В таблицах 8.20–8.21 и на рисунке 8.10 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Тигильского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Таблица 8.20

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Электропотребление, млн кВтч	15,76	17,07	16,86	16,86	16,86	16,86	16,86
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	-1,35	1,31	-0,21	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	-8,57	8,31	-1,25	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 8.21

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	4,44	4,44	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	-0,23	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00

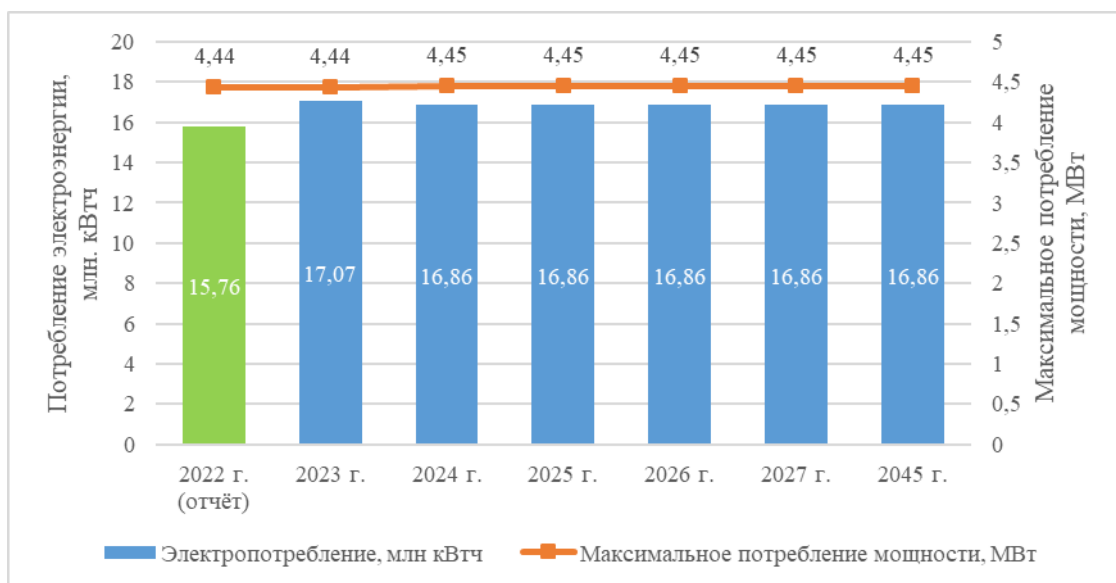


Рисунок 8.10 – Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Тигильского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Величина годового электропотребления в 2045 г. прогнозируется на уровне 16,86 млн кВтч, что на 1,1 млн кВтч (+ 6,98 процента) выше электропотребления 2022 г. Величина максимального потребления мощности в 2045 г. составит 4,45 МВт, что на 0,01 МВт (+ 0,23 процента) выше аналогичного показателя 2022 г.

Оссорский энергоузел

В таблицах 8.22–8.23 и на рисунке 8.11 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Оссорского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Таблица 8.22

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Электропотребление, млн кВтч	16,21	21,8	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	-0,03	5,59	-3,4	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	-0,19	34,48	-18,48	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 8.23

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	2,31	2,31	2,33	2,34	2,34	2,35	2,35
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-0,13	0,00	0,02	0,01	0,00	0,01	0,00
3.	Годовой прирост, %	-5,63	0,00	0,87	0,43	0,00	0,43	0,00

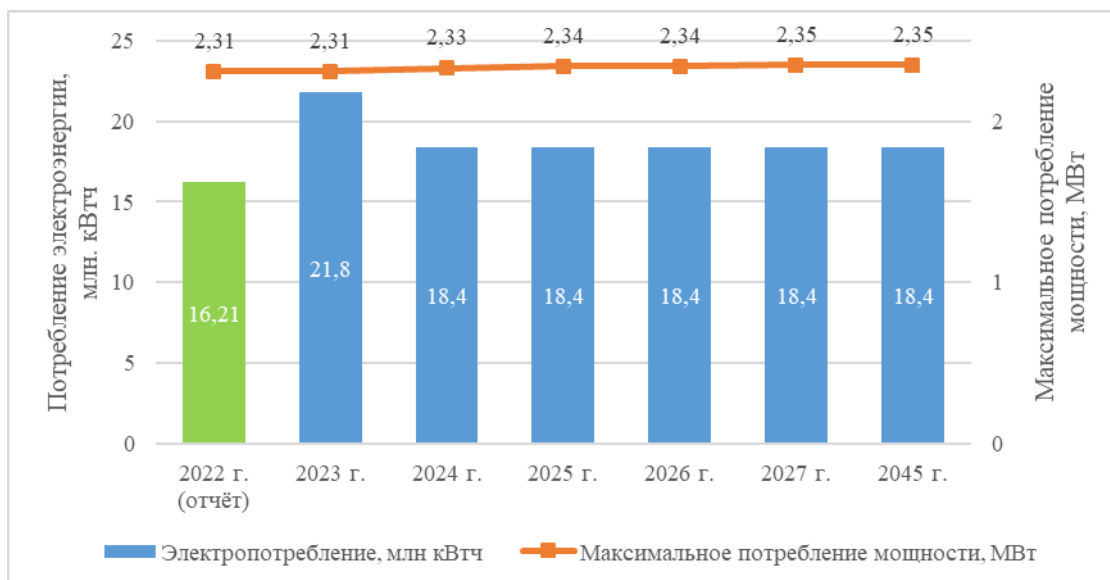


Рисунок 8.11 – Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Оссорского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Величина годового электропотребления в 2045 г. прогнозируется на уровне 18,4 млн кВтч, что на 2,19 млн кВтч (+13,51 процента) выше электропотребления 2022 г. Величина максимального потребления мощности в 2045 г. составит 2,35 МВт, что на 0,04 МВт (+ 1,73 процента) выше аналогичного показателя 2022 г.

Олюторский энергоузел

В таблицах 8.24–8.25 и на рисунке 8.12 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Олюторского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Таблица 8.24

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Электропотребление, млн кВтч	33,61	35,57	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	-0,21	1,96	-2,07	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Годовой прирост, %	-0,62	5,83	-6,18	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 8.25

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	6,2	6,2	6,27	6,32	6,43	6,49	6,49
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-0,27	0,00	0,27	0,05	0,11	0,06	0,00
3.	Годовой прирост, %	-4,35	0,00	1,13	0,8	1,74	0,93	0,00

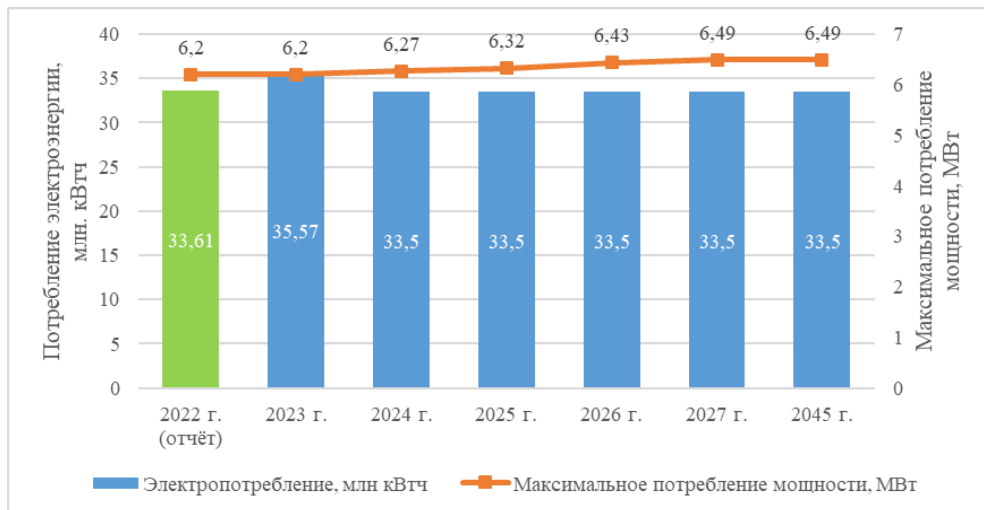


Рисунок 8.12 – Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Олюторского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Величина годового электропотребления в 2045 г. прогнозируется на уровне 33,5 млн кВтч, что на 0,11 млн кВтч (–0,33 процента) ниже электропотребления 2022 г. Величина максимального потребления мощности в 2045 г. составит 6,49 МВт, что на 0,29 МВт (+ 4,68 процента) выше аналогичного показателя 2022 г.

Пенжинский энергоузел

В таблицах 8.26–8.27 и на рисунке 8.13 приведена динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Пенжинского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Таблица 8.26

№ п/п	Наименование	Годы						
		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Электропотребление, млн кВтч	10,1	10,62	10,62	10,62	10,62	10,62	10,62
2.	Абсолютный прирост электропотребления, млн кВтч	-0,4	0,52	0	0	0	0	0
3.	Годовой прирост, %	-14,29	6,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 8.27

№	Наименование	Годы
---	--------------	------

п/п		2022 (отчет)	2023	2024	2025	2026	2027	2045
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Максимальное потребление мощности, МВт	2,75	2,75	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
2.	Абсолютный прирост максимального потребления мощности, МВт	-0,29	0	0,07	0	0	0	0
3.	Годовой прирост, %	-10,55	0,00	2,49	0,00	0,00	0,00	0,00

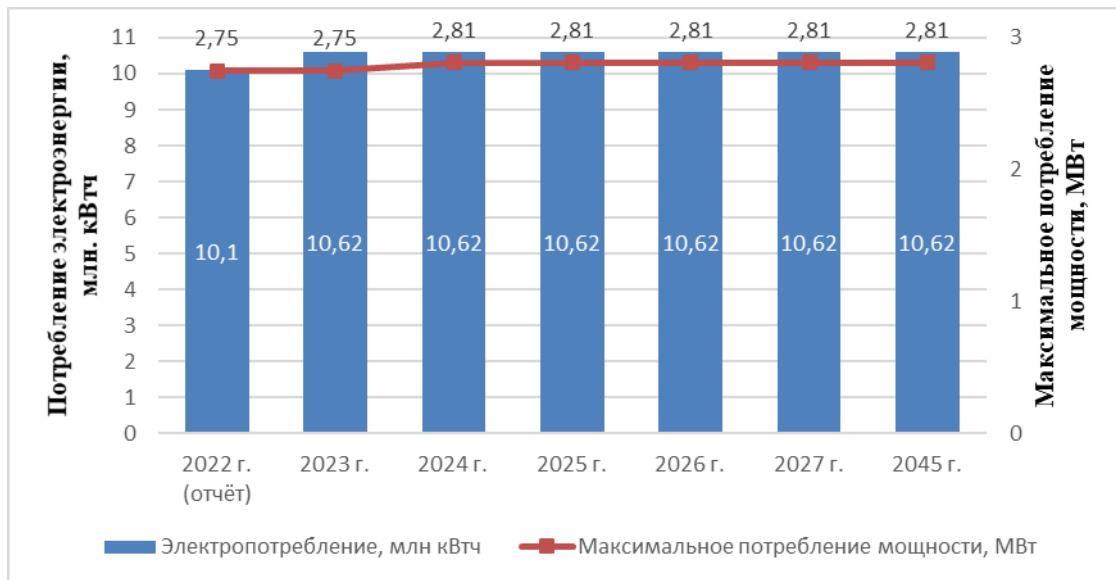


Рисунок 8.13 – Динамика годового электропотребления и максимального потребления мощности Пенжинского энергоузла за отчетный 2022 г. и на перспективу 2023–2045 гг.

Величина годового электропотребления в 2045 г. прогнозируется на уровне 10,62 млн кВтч, что на 0,52 млн кВтч (+ 6,93 процента) выше электропотребления 2022 г. Величина максимального потребления мощности в 2045 г. составит 2,81 МВт, что на 0,6 МВт (+ 10,77 процента) выше аналогичного показателя 2022 г.

9. Прогноз развития генерирующих мощностей изолированных энергоузлов Камчатского края

Планы по развитию генерирующих мощностей в изолированных энергоузлах Камчатского края имеются у компаний АО «ЮЭСК» и АО «Корякэнерго».

Планы по развитию генерирующих мощностей компаний АО «ЮЭСК» и АО «Корякэнерго» на перспективу до 2027 года приведены в таблицах 9.1–9.3.

В АО «ЮЭСК» запланирован ввод мощностей дизельных электростанций в сумме на 10,976 МВт и вывод мощностей в объеме 8,41 МВт. Также инвестиционной программой АО «ЮЭСК» предусмотрен ввод в 2023 году ветряной электростанции в п. Усть-Камчатск мощностью 300 кВт и комбинированной блочно-транспонтабельной электростанции (аккумуляторно-инверторная система накопления, солнечная электростанция, ДЭС) в с. Долиновка мощностью 100 кВт.

В АО «Корякэнерго» запланирован ввод мощностей дизельных электростанций в сумме на 6,53 МВт и вывод мощностей в объеме 4,42 МВт.

Поименные прогнозные мощности электростанций изолированных энергоузлов Камчатского края приведены в прогнозных балансах мощности в главе 11.

Таблица 9.1

№ п/п	Наименование электростанции	Год ввода	Вид топлива	Основание необходимости ввода	Вводимая мощность	Место расположения
					МВт	
1	2	3	4	5	6	7
1.	ВЭУ	2023	энергия ветра	Замещение дизельной генерации	0,3	п. Усть-Камчатск
2.	ГДЭС-7	2023	газ	Рост нагрузки. Отработка паркового ресурса газовых генераторов	0,9	с. Соболево
3.	ДЭС-19	2023	энергия солнца	Замещение дизельной генерации	0,1	с. Долиновка
4.	ДЭС-19	2023	дизельное топливо	Рост нагрузки. Отработка паркового ресурса ДГ	0,5	с. Долиновка
5.	ДЭС-1	2023	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС	0,5	с. Слаутное
6.	ГДЭС-7	2024	газ	Рост нагрузки. Отработка паркового ресурса газовых генераторов	1,8	с. Соболево
7.	ДЭС-29	2025	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,5	с. Воямполка

1	2	3	4	5	6	7
8.	ДЭС-26	2025	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,72	с. Таловка
9.	ДЭС-28	2025	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,048	с. Парень
10.	ГДЭС-7	2025	газ	Рост нагрузки. Отработка паркового ресурса газовых генераторов	0,9	с. Соболево
11.	ДЭС-15	2026	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,72	с. Аянка
12.	ДЭС-1	2026	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,34	с. Слаутное
13.	ДЭС-27	2026	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,128	с. Оклан
14.	ДЭС-11	2026	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	1,0	С. Тигиль
15.	ДЭС-17	2026	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,96	с. Никольское
16.	ДЭС-9	2026	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,96	с. Каменское
17.	ДЭС-11	2027	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	1,0	С. Тигиль
18.	Итого:				11,37	

Таблица 9.2

№ п/п	Наименование электростанции	Год ввода	Вид топлива	Основание необходимости вывода	Выводимая мощность	Место расположения
					МВт	
1	2	3	4	5	6	7
1.	ГДЭС-7	2024	дизельное топливо	замена	1,145	с. Соболево
2.	ГДЭС-7	2025	дизельное топливо	замена	1,145	с. Соболево
3.	ДЭС-29	2025	дизельное топливо	замена	0,3	с. Воямполка
4.	ДЭС-28	2025	дизельное топливо	замена	0,136	с. Парень
5.	ДЭС-26	2025	дизельное топливо	замена	0,561	с. Таловка
6.	ДЭС-11	2026	дизельное топливо	замена	0,8	с. Тигиль
7.	ДЭС-15	2026	дизельное топливо	замена	0,774	с. Аянка
8.	ДЭС-1	2026	дизельное топливо	замена	0,487	с. Слаутное
9.	ДЭС-27	2026	дизельное топливо	замена	0,13	с. Оклан
10.	ДЭС-9	2026	Дизельное топливо	замена	0,96	с. Каменское
11.	ДЭС-17	2026	Дизельное топливо	замена	0,876	с. Никольское
12.	ДЭС-11	2027	Дизельное топливо	замена	1,1	с. Тигиль
13.	Итого:				8,41	

Таблица 9.3

№ п/п	Наименование проекта	Вид топлива	Ввод мощностей	Вывод мощностей	Год реализации проекта
			МВт	МВт	
1	2	3	4	5	6
1.	Установка одной газопоршневой установки на ГДЭС-21 п. Крутогоровский	Газ	0,640	0,500	2024
2.	Установка одного ДГУ на ДЭС-5 с. Усть-Хайрюзово (с заменой генераторной вводной ячейки)	д/т	1,200	0,630	2023
3.	Установка одного ДГУ на ДЭС-6 п. Таежный	д/т	0,080	0,080	2024
4.	Установка одного ДГУ на ДЭС-7 с. Апука	д/т	0,360	0,300	2023
5.	Установка одного ДГУ на ДЭС Заречное с. Апука	д/т	0,145	0,104	2023

1	2	3	4	5	6
6.	Установка одного ДГУ на ДЭС-23 с. Тымлат	д/т	0,640	0,400	2023
7.	Установка двух ДГУ на ДЭС-28 с. Вывенка	д/т	1,280	0,540	2023
8.	Установка одного ДГУ на мДЭС с. Усть-Вывенка	д/т	0,145	0,140	2023
9.	Установка одного ДГУ на ДЭС-26 с. Хаилино	д/т	0,640	0,640	2023
10.	Установка одного ДГУ на ДЭС-водозабор с. Ильпырьское	д/т	0,048	0,048	2024
11.	Установка одного ДГУ на ДЭС-26 с. Хаилино	д/т	0,640	0,640	2025
12.	Установка одного ДГУ на ДЭС-16 с. Средние Пахачи	д/т	0,640	0,400	2025
13.	Установка одного ДГУ на ДЭС-29 с. Верхнее Хайрюзово	д/т	0,080	-	2025
14.	Установка одного ДГУ на ДЭС-26 с. Хаилино	д/т	0,4	0,4	2026
15.	Установка одного ДГУ на ДЭС-27 с. АчайВаям	д/т	0,46		2026
16.	Установка одного ДГУ на ДЭС-7 с. Апука Заречное	д/т	0,08	0,048	2026
17.	Установка одного ДГУ на ДЭС с. Пахачи-водозабор	д/т	0,144	0,1	2026
18.	Установка одного ДГУ на ДЭС-5 с. Усть-Хайрюзово	д/т	1,2	1,2	2026
19.	Установка одного ДГУ на ДЭС-22 п. Ичинский	д/т	0,08	0,08	2027
20.	Установка одного ДГУ на ДЭС-23 с. Тымлат	д/т	0,275	0,25	2027
21.	Установка одного ДГУ на ДЭС-25 с. Ильпырьское	д/т	0,3	0,22	2027
22.	Установка одного ДГУ на ДЭС-29 с. Хайрюзово	д/т	0,08	0,08	2027
23.	Установка одного ДГУ на ДЭС-16 с. Средние Пахачи	д/т	0,64	0,22	2027
24.	Установка одного ДГУ на ДЭС-16 с. Средние Пахачи	д/т	0,275	0,22	2027
25.	Установка одного ДГУ на ДЭС-5 с. Усть-Хайрюзово	д/т	1,2	1,2	2027
26.	Итого		11,67	8,44	

10. Анализ перспективных балансов мощности и электрической энергии изолированных энергоузлов Камчатского края

Перспективные балансы мощности и электроэнергии сформированы в соответствии с прогнозируемым потреблением электроэнергии и мощности и составом генерирующих источников изолированных энергоузлов Камчатского края на период 2023–2045 гг.

Балансы мощности и электрической энергии изолированных энергоузлов Камчатского края на перспективный период 2023–2045 гг. представлены ниже в таблицах 10.1–10.13.

Анализ перспективных балансов мощности изолированных энергоузлов Камчатского края показал, что по всем энергоузлам, кроме Усть-Камчатского, баланс мощности складывается с избытком установленной мощности на всем рассматриваемом перспективном периоде. Прогнозируемая величина избытка мощности в рассматриваемый период 2023–2045 гг. варьируется в диапазоне от 45,93 процента (Озерновский энергоузел) до 76,51 процента (Алеутский энергоузел).

Балансы электроэнергии всех изолированных энергоузлов складываются удовлетворительно. Числа часов использования установленной мощности электрических станций изолированных энергоузлов находятся в допустимых пределах.

Таблица 10.1

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген.источника	Энергокомпания	Наименование показателя	Единица измерения	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2045 г.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
1.	БАЛАНС МОЩНОСТИ Средне-Камчатский энергоузел (Мильковский и Быстринский МР)			Рмакс	МВт	3,48	3,49	3,49	3,49	3,5	3,51	3,51		
				Руст	МВт	7,34	7,37	7,37	7,37	7,37	7,37	7,37	7,37	
				Дефицит/ избыток	МВт	3,85	3,87	3,87	3,86	3,85	3,84	3,84		
					%	52,45	52,51	52,51	52,37	52,24	52,10	52,10		
1.1.	с. Долиновка	ДЭС-19	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	0,268	0,268	0,268	0,268	0,268	0,268	0,268		
				Руст	МВт	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715		
				Дефицит/ избыток	МВт	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447		
					%	62,52	62,52	62,52	62,52	62,52	62,52	62,52		
1.2.	п. Таежный	ДЭС-6	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,046	0,055	0,055	0,06	0,07	0,08	0,08		
				Руст	МВт	0,240	0,272	0,272	0,272	0,272	0,272	0,272		
				Дефицит/ избыток	МВт	0,194	0,217	0,217	0,212	0,202	0,192	0,192		
					%	80,83	79,78	79,78	77,94	74,26	70,59	70,59		
1.3.	п. Атласово и с. Эссо	ДЭС-14 (п. Атласово)	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17		
				Руст	МВт	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68		
		Быстринская МГЭС (с. Эссо)	АО «ЮЭСК»	Руст	МВт	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71		
				ДЭС-2 (с. Эссо)	АО «ЮЭСК»	Руст	МВт	-	-	-	-	-	-	-
							Дефицит/ избыток	МВт	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21
					%		83,55	83,55	83,55	83,55	83,55	83,55	83,55	
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Средне-Камчатский энергоузел (Мильковский и Быстринский МР)			Выработка	млн. кВтч	10,627	11,06	11,057	11,057	11,057	11,057	11,057		
2.1.	с. Долиновка	ДЭС-19	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	0,989	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945		
				ЧЧИ	час	1381	300	300	300	300	300	300		
2.2.	п. Таежный	ДЭС-6	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	0,255	0,276	0,273	0,273	0,273	0,273	0,273		
				ЧЧИ	час	1510	1530	1530	1530	1530	1530	1530		
2.3.	п. Атласово и с. Эссо	ДЭС-14 (п. Атласово)	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	4,127	4,241	4,241	4,241	4,241	4,241	4,241		
				ЧЧИ	час	882	906	906	906	906	906	906		
		Быстринская МГЭС (с. Эссо)	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	5,256	5,598	5,598	5,598	5,598	5,598	5,598		
				ЧЧИ	час	3074	3274	3274	3274	3274	3274	3274		
		ДЭС-2 (с. Эссо)	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
				ЧЧИ	час	0	0	0	0	0	0	0		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
				Дефицит/ избыток	МВт	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	
					%	76,51	76,51	76,51	76,51	76,51	76,51	76,51	
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Алеутский энергоузел (Алеутский МО в Камчатском крае)			Выработка	млн. кВтч	3,819	3,949	3,949	3,949	3,949	3,949	3,949	
2.1.	с. Никольское	ДЭС-17	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	3,411	3,636	3,636	3,636	3,636	3,636	3,636	
				ЧЧИ	час	1509	1609	1609	1609	1609	1609	1609	
		ВЭС	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	0,408	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313
				ЧЧИ	час	742	569	569	569	569	569	569	

Таблица 10.4

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген. источника	Энергокомпания	Наименование показателя	Единица измерения	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2045 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	БАЛАНС МОЩНОСТИ Усть-Камчатский энергоузел (Усть-Камчатский МР)			Рмакс	МВт	8,59	8,59	13,97	13,97	13,97	13,97	13,97
				Руст	МВт	19,77	19,77	19,77	19,77	19,77	19,77	19,77
				Дефицит/ избыток	МВт	11,18	11,18	5,8	5,8	5,8	5,8	
					%	56,55	56,55	29,33	29,33	29,33	29,33	
1.1.	п. Усть-Камчатск	ДЭС-23	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	8,59	8,59	13,97	13,97	13,97	13,97	
				Руст	МВт	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	
		ВЭС-23	АО «ЮЭСК»	Руст	МВт	1,175	1,175	1,175	1,175	1,175	1,175	
				Дефицит/ избыток	МВт	11,18	11,18	5,8	5,8	5,8	5,8	
				%	56,55	56,55	29,33	29,33	29,33	29,33		
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Усть-Камчатский энергоузел (Усть-Камчатский МР)			Выработка	млн. кВтч	22,148	22,148	27,399	27,399	27,399	27,399	
2.1.	п. Усть-Камчатск	ДЭС-23	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	21,026	21,026	26,003	26,003	26,003	26,003	26,003
				ЧЧИ	час	2588	2588	1398	1398	1398	1398	
		ВЭС-23	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	1,122	1,396	1,396	1,396	1,396	1,396	1,396
				ЧЧИ	час	955	1188	1188	1188	1188	1188	

Таблица 10.5

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген.источника	Энергокомпания	Наименование показателя	Единица измерения	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2045 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	БАЛАНС МОЩНОСТИ Ключевской энергоузел (Усть-Камчатский МР)			Рмакс	МВт	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
				Руст	МВт	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	
				Дефицит/	МВт	3	3	3	3	3	3	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
				избыток	%	48,39	48,39	48,39	48,39	48,39	48,39	48,39
1.1.	п. Ключи	ДЭС-22	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
				Руст	МВт	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20	6,20
				Дефицит/ избыток	МВт	3	3	3	3	3	3	3
					%	48,39	48,39	48,39	48,39	48,39	48,39	48,39
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Ключевской энергоузел (Усть-Камчатский МР)			Выработка	млн. кВтч	16,924	17,470	17,470	17,470	17,470	17,470	17,470
2.1.	п. Ключи	ДЭС-22	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	16,924	17,470	17,470	17,470	17,470	17,470	17,470
				ЧЧИ	час	2730	2818	2818	2818	2818	2818	2818

Таблица 10.6

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген.источника	Энергокомпания	Наименование показателя	Единица измерения	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2045 г.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1.	БАЛАНС МОЩНОСТИ Козыревский энергоузел (Усть-Камчатский МР)			Рмакс	МВт	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	
				Руст	МВт	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	
				Дефицит/ избыток	МВт	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	
					%	66,36	66,36	66,36	66,36	66,36	66,36	66,36	
1.1.	п. Козыревск и с. Майское	ДЭС-16 (п. Козыревск)	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	
				Руст	МВт	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	
		РДГ Майское (с. Майское)	АО «ЮЭСК»	Руст	МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				Дефицит/ избыток	МВт	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	
					%	66,36	66,36	66,36	66,36	66,36	66,36	66,36	
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Козыревский энергоузел (Усть-Камчатский МР)			Выработка	млн. кВтч	3,489	3,573	3,573	3,573	3,573	3,573	3,573	
2.1.	п. Козыревск и с. Майское	ДЭС-16 (п. Козыревск)	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	3,489	3,573	3,573	3,573	3,573	3,573	3,573	
				ЧЧИ	час	1565	1602	1602	1602	1602	1602	1602	
		РДГ Майское (с. Майское)	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
				ЧЧИ	час	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 10.7

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген. источника	Энергокомпания	Наименование показателя	Единица измерения	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2045 г.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1.	БАЛАНС МОЩНОСТИ Соболевский энергоузел (Соболевский МР)			Рмакс	МВт	2,76	2,76	4,27	4,27	4,28	4,29	4,29	
				Руст	МВт	8,25	8,25	9,15	9,94	9,7	9,7	9,7	
				Дефицит/ избыток	МВт	5,49	5,49	4,88	5,67	5,42	5,41	5,41	
					%	66,56	66,56	53,33	57,04	55,88	55,77	55,77	
1.1.	с. Соболево и с. Устьево		АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	2,3	2,3	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
				ГДЭС-7 (с. Соболево)	Руст	МВт	5,67	5,67	6,57	7,22	6,98	6,98	6,98
				РДГ Устьево (с. Устьево)	Руст	МВт	0	0	0	0	0	0	0
				Дефицит/ избыток	МВт	3,37	3,37	2,77	3,42	3,18	3,18	3,18	
%	59,44	59,44	42,16		47,4	45,56	45,56	45,56					
1.2.	п. Крутогоровский	ГДЭС-21	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,419	0,419	0,43	0,43	0,44	0,45	0,45	
				Руст	МВт	2,34	2,34	2,34	2,48	2,48	2,48	2,48	
				Дефицит/ избыток	МВт	1,92	1,92	1,91	2,05	2,04	2,03	2,03	
					%	82,09	82,09	81,62	82,66	82,26	81,85	81,85	
1.3.	п. Ичинский	ДЭС-22	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	
				Руст	МВт	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	
				Дефицит/ избыток	МВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
					%	82,92	82,92	82,92	82,92	82,92	82,92	82,92	
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Соболевский энергоузел (Соболевский МР)			Выработка	млн. кВтч	22,78	23,18	24,38	24,38	24,38	24,38	24,38	
2.1.	с. Соболево и с. Устьево	ГДЭС-7 (с. Соболево)	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	13,6	13,29	16,27	16,27	16,27	16,27	16,27	
				ЧЧИ	час	2398	2344	2476	2253	2331	2331	2331	
		РДГ Устьево (с. Устьево)	АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	0	0	0	0	0	0	0	
				ЧЧИ	час	0	0	0	0	0	0	0	
2.2.	п. Крутогоровский	ГДЭС-21	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	6,51	7,76	6,14	6,14	6,14	6,14	6,14	
				ЧЧИ	час	1510	1580	1490	1490	1490	1490	1490	
2.3.	п. Ичинский	ДЭС-22	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	2,67	2,13	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	
				ЧЧИ	час	1480	1410	1390	1390	1390	1390	1390	

Таблица 10.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
					%	77,36	77,36	77,36	76,44	76,44	75,96	75,96	
1.3.	с. Пахачи	ДЭС-14	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,58	0,58	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	
				Руст	МВт	2,37	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	2,42	
				Дефицит/ избыток	МВт	1,79	1,84	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	
					%	75,52	76,03	75,61	75,61	75,61	75,61	75,61	
1.4.	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,551	0,551	0,57	0,57	0,64	0,65	0,65	
				Руст	МВт	1,30	1,30	1,30	1,30	1,54	1,54	1,54	
				Дефицит/ избыток	МВт	0,749	0,749	0,730	0,730	0,900	0,890	0,89	
					%	57,62	57,62	56,15	56,15	58,44	57,79	57,79	
1.5.	с. Вывенка	ДЭС-28	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,560	0,560	0,580	0,580	0,590	0,620	0,62	
				Руст	МВт	1,440	1,440	2,180	2,180	2,180	2,180	2,18	
				Дефицит/ избыток	МВт	0,88	0,88	1,60	1,60	1,59	1,56	1,56	
					%	61,11	61,11	73,39	73,39	72,94	71,56	71,56	
1.6.	с. Усть-Вывенка	мДЭС	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	
				Руст	МВт	0,300	0,300	0,305	0,305	0,305	0,305	0,305	
				Дефицит/ избыток	МВт	0,206	0,206	0,211	0,211	0,211	0,211	0,211	
					%	68,67	68,67	69,18	69,18	69,18	69,18	69,18	
1.7.	с. Ачайваям	ДЭС-27	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,27	0,27	0,27	0,29	0,31	0,31	0,31	
				Руст	МВт	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	
				Дефицит/ избыток	МВт	0,35	0,35	0,35	0,33	0,31	0,31	0,31	
					%	56,45	56,45	56,45	53,23	50,00	50,00	50,00	
1.8.	с. Апука	ДЭС-7	АО «Корякэнерго»	Рмакс	МВт	0,281	0,281	0,29	0,3	0,3	0,3	0,3	
				Руст	МВт	1,020	1,078	1,138	1,138	1,138	1,138	1,138	
				Дефицит/ избыток	МВт	0,739	0,797	0,848	0,838	0,838	0,838	0,838	
					%	72,45	73,93	74,52	73,64	73,64	73,64	73,64	
		ДЭС Заречное		Рмакс	МВт	0,096	0,096	0,105	0,11	0,12	0,13	0,13	
				Руст	МВт	0,336	0,371	0,412	0,412	0,412	0,412	0,412	
				Дефицит/ избыток	МВт	0,24	0,275	0,307	0,302	0,292	0,282	0,282	
					%	71,43	74,12	74,51	73,30	70,87	68,45	68,45	
2.	БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ Олюторский энергоузел (Олюторский МР)		Выработка	млн кВтч	33,61	35,57	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5		
2.1.	с. Тилички и с. Корф	ДЭС-8 (с. Тилички) и модульная мДЭС- 8 (с. Тилички, мкр. Верхние Тилички)	АО «ЮЭСК»/АО «Корякэнерго»	Выработка	млн кВтч	16,6	16,98	16,98	16,98	16,98	16,98	16,98	
				ЧЧИ	час	2453	2515	2515	2515	2515	2515	2515	
		РДГ Корф (с. Корф)		АО «ЮЭСК»	Выработка	млн. кВтч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
					ЧЧИ	час	0	0	0	0	0	0	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2.2.	с. Хаилино	ДЭС-26	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	1,89	1,94	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85
				ЧЧИ	час	1400	1450	1400	1400	1400	1400	1400
2.3.	с. Пахачи	ДЭС-14	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	2,61	2,57	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59
				ЧЧИ	час	1425	1410	1400	1400	1400	1400	1400
2.4.	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	1,80	1,94	1,88	1,88	1,88	1,88	1,88
				ЧЧИ	час	1350	1360	1340	1340	1340	1340	1340
2.5.	с. Вывенка	ДЭС-28	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	4,65	5,76	4,72	4,72	4,72	4,72	4,72
				ЧЧИ	час	1482	1570	1450	1450	1450	1450	1450
2.6.	с. Ачайваям	ДЭС-27	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	1,19	1,31	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
				ЧЧИ	час	1390	1430	1410	1410	1410	1410	1410
2.7.	с. Апука	ДЭС-7	АО «Корякэнерго»	Выработка	млн. кВтч	4,87	5,07	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26
				ЧЧИ	час	1440	1580	1300	1300	1300	1300	1300

Таблица 10.12

№ п/п/	Населенный пункт	Наименование ген.источника	Энергокомпания	Наименование показателя	Единица измерения	2022 г. (отчет)	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2045 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	БАЛАНС МОЩНОСТИ Пенжинский энергоузел (Пенжинский МР)			Рмакс	МВт	2,752	2,752	2,817	2,817	2,817	2,817	2,817
				Руст	МВт	7,608	7,608	8,108	8,179	8,032	7,736	7,736
				Дефицит/ избыток	МВт	4,856	4,856	5,291	5,362	5,215	4,919	4,919
					%	63,83	63,83	65,26	65,56	64,93	63,59	63,59
1.1.	с. Таловка	ДЭС-26	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234
				Руст	МВт	0,561	0,561	0,561	0,72	0,72	0,72	0,72
				Дефицит/ избыток	МВт	0,327	0,327	0,327	0,486	0,486	0,486	0,486
					%	58,29	58,29	58,29	67,50	67,50	67,50	67,5
1.2.	с. Манилы, с. Каменское	ДЭС-4 (с. Манилы) ДЭС-9 (с. Каменское)	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83
				Руст	МВт	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
				Руст	МВт	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	0,96	0,96
				Дефицит/ избыток	МВт	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,45	3,45
%	66,84	66,84	66,84		66,84	66,84	78,23	78,23				
1.3.	с. Парень	ДЭС-28	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
				Руст	МВт	0,136	0,136	0,136	0,048	0,048	0,048	0,048
				Дефицит/ избыток	МВт	0,107	0,107	0,107	0,019	0,019	0,019	0,019
					%	78,68	78,68	78,68	39,58	39,58	39,58	39,58
1.4.	с. Слаутное	ДЭС-1	АО «ЮЭСК»	Рмакс	МВт	0,412	0,412	0,477	0,477	0,477	0,477	0,477
				Руст	МВт	0,487	0,487	0,987	0,987	0,840	0,840	0,840

11. Варианты развития генерирующих мощностей изолированных энергоузлов камчатского края, в том числе на основе ВИЭ

11.1. Ввод новых ДЭС

Анализ отчетных показателей работы ДЭС в изолированных энергоузлах Камчатского края (выполненный в рамках главы 7) показал, что ряд электростанций имеют завышенные показатели расхода топлива.

Оценим экономическую эффективность мероприятий по замене неэффективных ДЭС на новые с доведением удельного расхода на отпуск электроэнергии до оптимальных значений (до 370 г.у.т/кВтч.).

Замены ДЭС в с.Воямполка, с.Парень, с.Оклан, п.Таежный, с.Хайрюзово, с.Пахачи оцениваться не будут, так как замены данных ДЭС уже запланированы инвестиционными программами АО «ЮЭСК» и АО «Корякэнерго» в рамках обновления мощностей, отработавших свой ресурс.

Расчет ежегодного экономического эффекта от ввода новых ДЭС представлен в таблице 11.1.1.

Таблица 11.1.1

№ п/п	Наименование ген. источника	Установленная мощность	Годовая выработка э/э	УРУТ на отпуск э/э	Собств. нужды ДЭС	Цена топлива	Экономия УРУТ на отпуск э/э	Ежегодная экономия топливных затрат	Капиталовложения на обновление ДЭС*
		МВт	млн кВтч	г/кВтч	%	руб./т	г/кВтч	тыс. руб.	тыс. руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	п. Атласово ДЭС-14 (АО «ЮЭСК»)	3,68	2,752	406	1,22%	57 299	36	3 914	85 560*
2.	п. Ичинский ДЭС-22 (АО «Корякэнерго»)	0,24	1,379	400	6,00%	57 102	30	1 531	9 038**

* - удельная стоимость замены ДЭС (23,25 тыс. руб./кВт) принята на основе капложений, запланированных АО «ЮЭСК» для ввода новой ДЭС в с.Майское;

** - удельная стоимость замены ДЭС (37,66 тыс. руб./кВт) принята на основе капложений, запланированных АО «ЮЭСК» для ввода новой ДЭС в с.Соболево;

Показатели экономической эффективности проектов по замене ДЭС рассчитаны на срок 10 лет для ставки дисконтирования 5 процентов, которая соответствует доходности проектов «Фонда развития Дальнего Востока» и приведены в таблице 11.1.2.

Таблица 11.1.2

№ п/п	Наименование ген. источника	Капвложения на обновление ДЭС, тыс. рублей	ЧДД, тыс. рублей	ВНД, %	Дисконтированный срок окупаемости, лет
1	2	3	4	5	6
1.	п. Атласово ДЭС-14 (АО «ЮЭСК»)	85 560	-53 826	-14,2	Более 10 лет
2.	п. Ичинский ДЭС-22 (АО «Корякэнерго»)	9 038	3 378	14,2	6,8

Проведенные расчеты показали, что экономически выгодно выполнить замену в п. Ичинский ДЭС-22 (АО «Корякэнерго»).

11.2. Строительство солнечных электростанций

Рассмотрим возможность строительства солнечных электростанций (СЭС) с целью повышения эффективности электроснабжения энергоузлов Камчатского края

Для разработки варианта солнечной электростанции в качестве исходных данных используется параметр среднемесячная солнечная инсоляция в разрезе года, на оптимально ориентированную поверхность. Для определения среднесуточной инсоляции рассматриваемой территории используются материалы из базы спутниковых наблюдений, находящейся на сайте NASA. Данная БД (NASA SSE), содержит результаты многолетних наблюдений за солнечной радиацией и метеорологическими данными, как с наземных станций, так и со спутников.

Параметры инсоляции для рассматриваемых населенных пунктов приведены в таблице 11.2.1.

Таблица 11.2.1

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген.источника	Координаты		Солнечная радиация на оптимально ориентированную поверхность, кВтч/м2 в день												
			широта	долгота	год	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1.	Средне-Камчатский энергоузел (Быстринский МР, Мильковский МР)																
1.1.	п. Атласово	ДЭС-14	55,604	159,638	3,6	0,92	1,89	3,58	5,26	6,35	6,68	6,13	4,86	3,66	2,05	1,11	0,72
1.2.	п. Тажный	ДЭС-6	55,273	159,374	3,6	0,92	1,89	3,58	5,26	6,35	6,68	6,13	4,86	3,66	2,05	1,11	0,72
1.3.	с. Долиновка	ДЭС-19	55,121	159,068	3,6	0,92	1,89	3,58	5,26	6,35	6,68	6,13	4,86	3,66	2,05	1,11	0,72
1.4.	с. Эссо	Быстринская МГЭС	55,928	158,701	3,6	0,92	1,89	3,58	5,26	6,35	6,68	6,13	4,86	3,66	2,05	1,11	0,72
2.	Озерновский энергоузел (Усть-Большерецкий МР)																
2.1.	п. Озерновский	Озерновская ДЭС	51,494	156,501	3,2	1,11	1,97	3,37	4,56	5,29	5,63	4,87	4,07	3,42	2,03	1,20	0,87
2.2.		ДЭС-38															
2.3.	п. Паужетка	Паужетская ГеоЭС	51,465	156,807	3,2	1,11	1,97	3,37	4,56	5,29	5,63	4,87	4,07	3,42	2,03	1,20	0,87
3.	Алеутский энергоузел (Алеутский МО в Камчатском крае)																
3.1.	с. Никольское	ДЭС-17	55,198	165,996	3,3	0,77	1,60	3,17	4,88	5,96	5,79	5,44	4,65	3,70	2,15	0,99	0,51
3.2.		ВЭС															
4.	Усть-Камчатский энергоузел (Усть-Камчатский МР)																
4.1.	п. Усть-Камчатск	ДЭС-23	56,240	162,536	3,3	0,79	1,64	3,09	4,79	5,81	5,85	5,56	4,69	3,71	2,09	1,02	0,57
4.2.		ВЭС-23															
5.	Ключевской энергоузел (Усть-Камчатский МР)																
5.1.	п. Ключи	ДЭС-22	56,322	160,845	3,5	0,82	1,72	3,32	4,98	6,04	6,57	6,23	4,94	3,67	2,07	1,05	0,60
6.	Козыревский энергоузел (Усть-Камчатский МР)																
6.1.	п. Козыревск	ДЭС-16	56,049	159,869	3,4	0,78	1,72	3,39	5,04	6,01	6,44	5,98	4,69	3,37	1,82	0,98	0,58
7.	Соболевский энергоузел (Соболевский МР)																
7.1.	с. Соболево	ГДЭС-7	54,299	155,946	3,4	0,96	1,95	3,64	4,92	5,97	6,27	5,44	4,39	3,64	1,95	1,02	0,65
7.2.	п. Крутогоровский	ГДЭС-21	55,027	155,591	3,5	0,88	1,87	3,63	5,15	6,30	6,58	5,79	4,61	3,71	1,92	0,94	0,61
7.3.	п. Ичинский	ДЭС-22	55,610	155,613	3,5	0,88	1,87	3,63	5,15	6,30	6,58	5,79	4,61	3,71	1,92	0,94	0,61
8.	Паланский энергоузел (ГО «поселок Палана», Тигильский МР)																
8.1.	п. Палана	ДЭС-10	59,083	159,951	3,6	0,49	1,49	3,37	5,59	6,99	7,46	6,52	5,06	3,58	1,70	0,63	0,30
8.2.	с. Лесная	ДЭС-30	59,467	160,557	3,3	0,52	1,36	2,95	4,85	6,15	6,93	6,21	4,76	3,22	1,63	0,71	0,32
9.	Тигильский энергоузел (Тигильский МР)																
9.1.	с. Тигиль	ДЭС-11	57,761	158,681	3,5	0,68	1,64	3,40	5,34	6,57	6,79	6,16	4,77	3,41	1,84	0,91	0,50

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
9.2.	с. Усть-Хайрюзово	ДЭС-5	57,090	156,736	3,5	0,71	1,70	3,49	5,28	6,51	6,79	6,10	4,82	3,55	1,79	0,82	0,44
9.3.	с. Хайрюзово	ДЭС-29	56,847	157,022	3,5	0,77	1,79	3,60	5,34	6,35	6,63	5,95	4,67	3,51	1,90	0,96	0,55
9.4.	с. Воямполка	ДЭС-29	58,306	159,393	3,5	0,59	1,55	3,32	5,34	6,65	7,02	6,31	4,94	3,49	1,72	0,71	0,37
10.	Оссорский энергоузел (Карагинский МР)																
10.1.	п. Оссора	ДЭС-12	59,251	163,075	3	0,49	1,14	2,50	4,49	6,04	5,99	5,59	4,32	2,98	1,48	0,66	0,33
10.2.	с. Ильпырский	ДЭС-25	59,962	164,185	3,3	0,46	1,29	2,77	4,75	6,40	6,73	6,01	4,90	3,53	1,81	0,69	0,28
10.3.	с. Тымлат	ДЭС-23	59,490	163,189	3	0,49	1,14	2,50	4,49	6,04	5,99	5,59	4,32	2,98	1,48	0,66	0,33
11.	Олоторский энергоузел (Олоторский МР)																
11.1.	с. Тилички	ДЭС-8	60,428	166,056	3,5	0,45	1,31	2,84	5,10	6,62	7,22	6,65	5,24	3,69	1,93	0,71	0,24
11.2.		мДЭС-8															
11.3.	с. Хаилино	ДЭС-26	60,959	166,849	3,1	0,40	1,16	2,52	4,52	5,87	6,40	5,89	4,64	3,26	1,71	0,63	0,22
11.4.	с. Пахачи	ДЭС-14	60,555	169,143	3,2	0,41	1,16	2,51	4,58	6,05	6,51	6,12	4,95	3,50	1,79	0,61	0,22
11.5.	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	60,828	169,068	3,2	0,41	1,16	2,51	4,58	6,05	6,51	6,12	4,95	3,50	1,79	0,61	0,22
11.6.	с. Вывенка	ДЭС-28	60,186	165,461	3,1	0,41	1,15	2,55	4,65	6,02	6,57	5,78	4,51	3,08	1,61	0,64	0,24
11.7.	с. Ачайваям	ДЭС-27	61,008	170,508	3,3	0,39	1,23	2,78	4,84	6,14	6,98	6,33	4,94	3,42	1,74	0,59	0,21
11.8.	с. Апука	ДЭС-7	60,443	169,606	3,2	0,41	1,16	2,51	4,58	6,05	6,51	6,12	4,95	3,50	1,79	0,61	0,22
12.	Пенжинский энергоузел (Пенжинский МР)																
12.1.	с. Таловка	ДЭС-26	62,051	166,700	3,3	0,29	1,09	2,72	4,77	6,28	7,41	6,55	4,94	3,26	1,64	0,50	0,14
12.2.	с. Манилы	ДЭС-4	62,485	165,339	3,2	0,30	1,05	2,57	4,65	6,24	7,17	6,25	4,80	3,17	1,57	0,48	0,14
12.3.	с. Каменское	ДЭС-9	62,467	166,208	3,3	0,29	1,09	2,72	4,77	6,28	7,41	6,55	4,94	3,26	1,64	0,50	0,14
12.4.	с. Слаутное	ДЭС-1	63,170	167,973	3,2	0,24	1,03	2,65	4,80	6,07	7,09	6,46	4,86	3,14	1,53	0,43	0,09
12.5.	с. Аянка	ДЭС-15	63,726	167,584	3,2	0,24	1,03	2,65	4,80	6,07	7,09	6,46	4,86	3,14	1,53	0,43	0,09
12.6.	с. Оклан	ДЭС-27	62,713	166,579	3,3	0,29	1,09	2,72	4,77	6,28	7,41	6,55	4,94	3,26	1,64	0,50	0,14
12.7.	с. Парень	ДЭС-28	62,417	163,091	3,2	0,29	1,08	2,58	4,70	6,10	7,15	6,31	4,78	3,18	1,58	0,50	0,14

На основе параметров инсоляции территорий определим мощность, выработку и коэффициент использования установленной мощности СЭС. Будет рассматриваться дизель-солнечная электростанция на фотоэлектрических модулях. Мощность СЭС при первоначальном рассмотрении ограничивается потребностью в электроэнергии в самый солнечный месяц. Данное ограничение исключает простой оборудования в течение года, вследствие чего обеспечивается максимальная отдача на вложенный капитал. При данной мощности СЭС показатели доходности и срока окупаемости будут наилучшими.

В случае экономической эффективности СЭС при данной мощности можно рассмотреть использование меньших, либо больших мощностей СЭС:

при снижении мощности СЭС показатели внутренней нормы доходности (далее – ВНД) и срока окупаемости останутся на том же уровне, при снижении показателя чистого дисконтированного дохода (далее – ЧДД);

при повышении мощности СЭС показатели ВНД и срока окупаемости будут ухудшаться при увеличении показателя ЧДД.

Для выбора оборудования определяется площадь СЭС.

$$P_{\text{СЭС}} = \frac{B_{\text{СЭС}}}{I_{\text{сут. макс}} \cdot D_{\text{макс}} \cdot КПД_{\text{СП}} \cdot КПД_{\text{проч}}},$$

где $P_{\text{СЭС}}$ - площадь СЭС, м²;

$B_{\text{СЭС}}$ - выработка электроэнергии СЭС в самый солнечный месяц в году (равна потреблению э/э в самый солнечный месяц в году), кВтч;

$I_{\text{сут. макс}}$ - значение среднесуточной инсоляции в самом солнечном месяце, кВтч/ м² в сут.;

$D_{\text{макс}}$ - количество дней в самом солнечном месяце, дней;

$КПД_{\text{СП}}$ - коэффициент полезного действия солнечных панелей, о.е.

$КПД_{\text{проч}}$ - коэффициент полезного действия прочего оборудования СЭС, о.е.

Исходя из площади СЭС определяется количество солнечных панелей.

$$K_{\text{СЭС}} = \frac{P_{\text{СЭС}}}{P_{\text{панели}}},$$

$K_{\text{СЭС}}$ - количество солнечных панелей, шт.;

$P_{\text{СЭС}}$ - площадь СЭС, м²;

$P_{\text{панели}}$ - площадь одной солнечной панели (исходя из технических характеристик), м².

Расчет годовой выработки электроэнергии СЭС:

$$B_{\text{СЭС год}} = \left(\sum_{i=1}^{12} I_{\text{сут}} \cdot D \right) \cdot K_{\text{СЭС}} \cdot P_{\text{панели}} \cdot КПД_{\text{СП}} \cdot КПД_{\text{проч}},$$

где $B_{\text{СЭС год}}$ - годовая выработка СЭС, млн.кВтч;

$I_{сут}$ - значение среднесуточной инсоляции в i -ом месяце, кВтч/ м² в сут;

D - количество дней в i -ом месяце, дней;

$K_{СЭС}$ - количество солнечных панелей, шт.;

$P_{панель}$ - площадь одной солнечной панели (исходя из технических характеристик), м²;

$KПД_{сп}$ - коэффициент полезного действия солнечных панелей, о.е.

$KПД_{проч}$ - коэффициент полезного действия прочего оборудования СЭС, о.е.

В соответствии с вышеописанной методикой рассчитаны параметры СЭС для населенных пунктов изолированных энергоузлов Камчатского края и приведены в таблице 11.2.2.

Таблица 11.2.2

№ п/п	Населенный пункт	Мощность СЭС, кВт	Выработка СЭС, млн кВтч	Площадь СЭС (м2)	КИУМ
1	2	3	4	5	6
1.	Средне-Камчатский энергоузел (Быстринский МР, Мильковский МР)				
1.1.	п. Атласово	403	0,407	2 298	11,5%
1.2.	п. Таежный	91	0,092	517	11,5%
1.3.	с. Долиновка	1 327	1,342	7 573	11,5%
1.4.	с. Эссо	3 139	3,172	17 908	11,5%
2.	Озерновский энергоузел (Усть-Большерецкий МР)				
2.1.	п. Озерновский	1 565	1,405	8 929	10,2%
2.2.	п. Паужетка	24 887	22,343	142 004	10,2%
3.	Алеутский энергоузел (Алеутский МО в Камчатском крае)				
3.1.	с. Никольское	1 918	1,768	10 945	10,5%
4.	Усть-Камчатский энергоузел (Усть-Камчатский МР)				
4.1.	п. Усть-Камчатск	11 646	10,792	66 449	10,6%
5.	Ключевской энергоузел (Усть-Камчатский МР)				
5.1.	п. Ключи	8 721	8,572	49 759	11,2%
6.	Козыревский энергоузел (Усть-Камчатский МР)				
6.1.	п. Козыревск	1 727	1,649	9 854	10,9%
7.	Соболевский энергоузел (Соболевский МР)				
7.1.	с. Соболево	6 092	5,813	34 762	10,9%
7.2.	п. Крутогоровский	3 518	3,456	20 072	11,2%
7.3.	п. Ичинский	675	0,663	3 849	11,2%
8.	Паланский энергоузел (ГО «поселок Палана», Тигильский МР)				
8.1.	п. Палана	4 710	4,762	26 873	11,5%
8.2.	с. Лесная	566	0,524	3 228	10,6%
9.	Тигильский энергоузел (Тигильский МР)				
9.1.	с. Тигиль	3 474	3,415	19 822	11,2%
9.2.	с. Усть-Хайрюзово	4 117	4,046	23 492	11,2%

1	2	3	4	5	6
9.3.	с. Хайрюзово	101	0,099	574	11,2%
9.4.	с. Воямполка	208	0,205	1 189	11,2%
10.	Оссорский энергоузел (Карагинский МР)				
10.1.	п. Оссора	5 068	4,261	28 915	9,6%
10.2.	с. Ильпырский	579	0,537	3 305	10,6%
10.3.	с. Тымлат	3 017	2,537	17 215	9,6%
11.	Олюторский энергоузел (Олюторский МР)				
11.1.	с. Тиличики	7 815	7,687	44 594	11,2%
11.2.	с. Хаилино	963	0,839	5 496	9,9%
11.3.	с. Пахачи	1 182	1,063	6 743	10,3%
11.4.	с. Средние Пахачи	786	0,707	4 487	10,3%
11.5.	с. Вывенка	1 651	1,438	9 422	9,9%
11.6.	с. Ачайваям	524	0,486	2 990	10,6%
11.7.	с. Апука	1 901	1,709	10 844	10,3%
12.	Пенжинский энергоузел (Пенжинский МР)				
12.1.	с. Таловка	396	0,367	2 258	10,6%
12.2.	с. Манилы	3 047	2,740	17 385	10,3%
12.3.	с. Каменское	20	0,018	113	10,6%
12.4.	с. Слаутное	473	0,425	2 697	10,3%
12.5.	с. Аянка	505	0,454	2 880	10,3%
12.6.	с. Оклан	69	0,064	396	10,6%
12.7.	с. Парень	56	0,050	317	10,3%

Выполним укрупненную оценку экономической эффективности применения СЭС в изолированных узлах Камчатского края на основе расчета себестоимости производства электроэнергии на СЭС и ее сравнения с существующей топливной составляющей себестоимости производства электроэнергии.

Расчет себестоимости производства электроэнергии на СЭС выполнен в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р (ред. от 24.10.2020 г.) «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года» на основе приведенных в данном распоряжении:

– предельных величин капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта для каждого из видов генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, используемых при установлении цен (тарифов) или предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах, функционирующих на розничных рынках, на 2014 – 2024 годы;

– предельных величин постоянных эксплуатационных затрат на обслуживание 1 кВт установленной мощности квалифицированных

генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, с учетом ожидаемой инфляции, используемых при установлении цен (тарифов) или предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах, функционирующих на розничных рынках, на 2014 – 2024 годы.

Расчет ежегодных суммарных удельных затрат на 1 кВт установленной мощности СЭС представлен в таблице 11.2.3.

Таблица 11.2.3

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Значение
1	2	3	4
1.	Удельная стоимость строительства СЭС (за 1 кВт установленной мощности)	руб./кВт.	101 094*
2.	Удельные эксплуатационные затраты СЭС (на 1 кВт установленной мощности)	руб./кВт	2 987*
3.	Амортизация (при сроке службы 25 лет)	руб./кВт	4 044
4.	Доходность капитала (принята на уровне 5 % - соответствует доходности проектов Фонда развития Дальнего Востока)	руб./кВт	5 055
5.	Налог на имущество (2,2 %)	руб./кВт	2 224
6.	Ежегодные суммарные удельные затраты на 1 кВт установленной мощности СЭС	руб./кВт	14 310
7.	* - Значения приняты в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р (ред. от 24.10.2020)		

В таблице 11.2.4 на основе КИУМ и удельных затрат на 1 кВт установленной мощности СЭС рассчитана себестоимость производства электроэнергии на СЭС и приведен расчет экономии стоимости электроэнергии на основе сравнения с существующей топливной составляющей себестоимости производства электроэнергии.

Таблица 11.2.4

№ п/п	Населенный пункт	Мощность СЭС, кВт	Выработка СЭС, млн кВтч	КИУМ	Капиталовложения, тыс. руб.	Себестоимость производства э/э на СЭС, руб./кВтч	Топливная составляющая себестоимости э/э, руб./кВтч	Удельная экономия стоимости э/э за счет ввода СЭС, руб./кВтч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Средне-Камчатский энергоузел (Быстринский МР, Мильковский МР)							
1.1.	п. Атласово	403	0,407	11,5%	40 709	14,2	15,7	1,5
1.2.	п. Таежный	91	0,092	11,5%	9 154	14,2	23,4	9,2
1.3.	с. Долиновка	1 327	1,342	11,5%	134 178	14,2	13,9	-0,3
1.4.	с. Эссо	3 139	3,172	11,5%	317 293	14,2	0,0	-14,2
2.	Озерновский энергоузел (Усть-Большерецкий МР)							
2.1.	п. Озерновский	1 565	1,405	10,2%	158 203	15,9	16	0
2.2.	п. Паужетка	24 887	22,343	10,2%	2 515 950	15,9	6,2	-9,7
3.	Алеутский энергоузел (Алеутский МО в Камчатском крае)							
3.1.	с. Никольское	1 918	1,768	10,5%	193 924	15,5	14	-1
4.	Усть-Камчатский энергоузел (Усть-Камчатский МР)							
4.1.	п. Усть-Камчатск	11 646	10,792	10,6%	1 177 306	15,4	14	-2
5.	Ключевской энергоузел (Усть-Камчатский МР)							
5.1.	п. Ключи	8 721	8,572	11,2%	881 600	14,6	13,8	-0,8
6.	Козыревский энергоузел (Усть-Камчатский МР)							
6.1.	п. Козыревск	1 727	1,649	10,9%	174 587	15,0	14,4	-0,6
7.	Соболевский энергоузел (Соболевский МР)							
7.1.	с. Соболево	6 092	5,813	10,9%	615 895	15,0	5,2	-9,8
7.2.	п. Крутогоровский	3 518	3,456	11,2%	355 631	14,6	9,2	-5,4
7.3.	п. Ичинский	675	0,663	11,2%	68 200	14,6	14,8	0,2
8.	Паланский энергоузел (ГО «поселок Палана», Тигильский МР)							
8.1.	п. Палана	4 710	4,762	11,5%	476 117	14,2	15,4	1,2
8.2.	с. Лесная	566	0,524	10,6%	57 192	15,4	17,8	2,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9.	Тигильский энергоузел (Тигильский МР)							
9.1.	с. Тигиль	3 474	3,415	11,2%	351 194	14,6	15,5	0,9
9.2.	с. Усть-Хайрюзово	4 117	4,046	11,2%	416 222	14,6	15,3	0,7
9.3.	с. Хайрюзово	101	0,099	11,2%	10 169	14,6	20,6	6,0
9.4.	с. Воямполка	208	0,205	11,2%	21 073	14,6	18,6	4,0
10.	Оссорский энергоузел (Карагинский МР)							
10.1.	п. Оссора	5 068	4,261	9,6%	512 296	17,0	15,4	-1,6
10.2.	с. Ильпырский	579	0,537	10,6%	58 563	15,4	18,6	3,2
10.3.	с. Тымлат	3 017	2,537	9,6%	305 007	17,0	15,9	-1,1
11.	Олюторский энергоузел (Олюторский МР)							
11.1.	с. Тилички	7 815	7,687	11,2%	790 086	14,5	15	1
11.2.	с. Хаилино	963	0,839	9,9%	97 372	16,4	17,8	1,4
11.3.	с. Пахачи	1 182	1,063	10,3%	119 475	15,9	20,0	4,1
11.4.	с. Средние Пахачи	786	0,707	10,3%	79 502	15,9	18,2	2,3
11.5.	с. Вывенка	1 651	1,438	9,9%	166 943	16,4	17,3	0,9
11.6.	с. Ачайваям	524	0,486	10,6%	52 972	15,4	18,9	3,5
11.7.	с. Апука	1 901	1,709	10,3%	192 132	15,9	16,7	0,8
12.	Пенжинский энергоузел (Пенжинский МР)							
12.1.	с. Таловка	396	0,367	10,6%	40 009	15,4	17,6	2,2
12.2.	с. Манилы	3 047	2,740	10,3%	308 024	15,9	17,0	1,1
12.3.	с. Каменское	20	0,018	10,6%	1 999	15,4	16,6	1,2
12.4.	с. Слаутное	473	0,425	10,3%	47 782	15,9	16,4	0,5
12.5.	с. Аянка	505	0,454	10,3%	51 026	15,9	19,3	3,4
12.6.	с. Оклан	69	0,064	10,6%	7 014	15,4	21,5	6,1
12.7.	с. Парень	56	0,050	10,3%	5 619	15,9	25,9	10,0

Проведенные расчеты показали, что при стоимости СЭС на уровне 101 094 руб./кВт (в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р (ред. от 24.10.2020) «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года») строительство СЭС экономически целесообразно в следующих населенных пунктах:

- п. Таежный,
- с. Хайрюзово,
- с. Воямполка,
- с. Ильпырский,
- с. Пахачи,
- с. Аянка,
- с. Оклан,
- с. Парень.

Расчет потенциальной экономии ежегодных затрат на электроснабжение изолированных энергоузлов Камчатского края за счет ввода СЭС приведен в таблице 11.2.5.

Таблица 11.2.5

№ п/п	Населенный пункт	Выработка СЭС, млн кВтч	Удельная экономия стоимости э/э за счет ввода СЭС, руб./кВтч	Потенциальная экономия ежегодных затрат на электроснабжение за счет ввода СЭС, тыс. руб.
1	2	3	4	5
1.	п. Таежный	0,092	9,2	845,9
2.	с. Хайрюзово	0,099	6,0	596,8
3.	с. Воямполка	0,205	4,0	828,7
4.	с. Ильпырский	0,537	3,2	1 701,4
5.	с. Пахачи	1,063	4,1	4 346,4
6.	с. Ачайваям	0,486	3,5	1 685,0
7.	с. Аянка	0,454	3,4	1 539,4
8.	с. Оклан	0,064	6,1	390,7
9.	с. Парень	0,050	10,0	499,2
10.	Итого			12 433,6

11.3. Строительство ветряных электростанций

Рассмотрим возможность строительства ветряных электростанций (ВЭС) с целью повышения эффективности электроснабжения изолированных энергоузлов Камчатского края.

Для определения среднегодовой скорости ветра использовалась информация интернет-портала <https://gisre.ru>.

Таблица 11.3.1

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген.источника	Координаты		Среднегодовая скорость ветра на высоте 30 метров, м/с
			широта	долгота	
1	2	3	4	5	6
1.	Средне-Камчатский энергоузел (Быстринский МР, Мильковский МР)				
1.1.	п. Атласово	ДЭС-14	55,604	159,638	4,5
1.2.	п. Таежный	ДЭС-6	55,273	159,374	4,5
1.3.	с. Долиновка	ДЭС-19	55,121	159,068	4,5
1.4.	с. Эссо	Быстринская МГЭС	55,928	158,701	4,5
2.	Озерновский энергоузел (Усть-Большерецкий МР)				
2.1.	п. Озерновский	Озерновская ДЭС	51,494	156,501	6
		ДЭС-38			
2.2.	п. Паужетка	Паужетская ГеоЭС	51,465	156,807	6
3.	Алеутский энергоузел (Алеутский МО в Камчатском крае)				
3.1.	с. Никольское	ДЭС-17	55,198	165,996	7
		ВЭС			
4.	Усть-Камчатский энергоузел (Усть-Камчатский МР)				
4.1.	п. Усть-Камчатск	ДЭС-23	56,240	162,536	4,8
		ВЭС-23			
5.	Ключевской энергоузел (Усть-Камчатский МР)				
5.1.	п. Ключи	ДЭС-22	56,322	160,845	4,4
6.	Козыревский энергоузел (Усть-Камчатский МР)				
6.1.	п. Козыревск	ДЭС-16	56,049	159,869	4,4
7.	Соболевский энергоузел (Соболевский МР)				
7.1.	с. Соболево	ГДЭС-7	54,299	155,946	5,6
7.2.	п. Крутогоровский	ГДЭС-21	55,027	155,591	5,5
7.3.	п. Ичинский	ДЭС-22	55,610	155,613	5,5
8.	Паланский энергоузел (ГО «поселок Палана», Тигильский МР)				
8.1.	п. Палана	ДЭС-10	59,083	159,951	5,8
8.2.	с. Лесная	ДЭС-30	59,467	160,557	5,3
9.	Тигильский энергоузел (Тигильский МР)				
9.1.	с. Тигиль	ДЭС-11	57,761	158,681	5
9.2.	с. Усть-Хайрюзово	ДЭС-5	57,090	156,736	5,8

1	2	3	4	5	6
9.3.	с. Хайрюзово	ДЭС-29	56,847	157,022	4,8
9.4.	с. Воямполка	ДЭС-29	58,306	159,393	5
10.	Оссорский энергоузел (Карагинский МР)				
10.1.	п. Оссора	ДЭС-12	59,251	163,075	4,3
10.2.	с. Ильпырский	ДЭС-25	59,962	164,185	4,6
10.3.	с. Тымлат	ДЭС-23	59,490	163,189	4,3
11.	Олюторский энергоузел (Олюторский МР)				
11.1.	с. Тиличики	ДЭС-8	60,428	166,056	5,3
		мДЭС-8			
11.2.	с. Хаилино	ДЭС-26	60,959	166,849	5,3
11.3.	с. Пахачи	ДЭС-14	60,555	169,143	6,4
11.4.	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	60,828	169,068	6,4
11.5.	с. Вывенка	ДЭС-28	60,186	165,461	4,5
11.6.	с. Ачайваям	ДЭС-27	61,008	170,508	5
11.7.	с. Апука	ДЭС-7	60,443	169,606	6,4
12.	Пенжинский энергоузел (Пенжинский МР)				
12.1.	с. Таловка	ДЭС-26	62,051	166,700	3,9
12.2.	с. Манилы	ДЭС-4	62,485	165,339	3,9
12.3.	с. Каменское	ДЭС-9	62,467	166,208	3,9
12.4.	с. Слаутное	ДЭС-1	63,170	167,973	3,5
12.5.	с. Аянка	ДЭС-15	63,726	167,584	3,5
12.6.	с. Оклан	ДЭС-27	62,713	166,579	3,9
12.7.	с. Парень	ДЭС-28	62,417	163,091	3,9

Выполним оценку экономической эффективности строительства ВЭС для населенных пунктов с наибольшим ветроэнергетическим потенциалом, находящихся в прибрежных зонах, со значением среднегодовой скорости ветра 4,5 м/с и выше.

Значение КИУМ для ВЭС примем на уровне 15 процентов, в соответствии с опытом эксплуатации ВЭС в п. Усть-Камчатск.

Расчет себестоимости производства электроэнергии на ВЭС выполним в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р (ред. от 24.10.2020) «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года» на основе приведенных в данном распоряжении:

- предельных величин капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта для каждого из видов генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, используемые при установлении цен (тарифов) или предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах, функционирующих на розничных рынках, на 2014–2024 годы;

- предельных величин постоянных эксплуатационных затрат на обслуживание 1 кВт установленной мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, с учетом ожидаемой инфляции, используемые при установлении цен (тарифов) или предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах, функционирующих на розничных рынках, на 2014–2024 годы.

Расчет себестоимости электроэнергии ВЭС представлен в таблице 11.3.2.

Таблица 11.3.2

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Значение
1	2	3	4
1.	Удельная стоимость строительства ВЭС (за 1 кВт установленной мощности)	руб./кВт	109 342*
2.	Удельные эксплуатационные затраты ВЭС (на 1 кВт установленной мощности)	руб./кВт	2 073*
3.	Амортизация (при сроке службы 25 лет)	руб./кВт	4 374
4.	Доходность капитала (принята на уровне 5% - соответствует доходности проектов Фонда развития Дальнего Востока)	руб./кВт	5 467
5.	Налог на имущество (2,2 %)	руб./кВт	2 406
6.	Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ)	%	15 %

1	2	3	4
7.	Себестоимость электроэнергии	руб./кВтч	10,90

* - Значения приняты в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р (ред. От 24.10.2020)

Расчет удельной экономии стоимости электроэнергии за счет ввода ВЭС на базе сравнения себестоимости электроэнергии ВЭС с существующей топливной составляющей себестоимости производства электроэнергии приведен в таблице 11.3.3.

Таблица 11.3.3

№ п/п	Населенный пункт	Наименование ген.источника	Топливная составляющая себестоимости э/э, руб./кВтч	Удельная экономия стоимости э/э за счет ввода ВЭС, руб./кВтч
1	2	3	4	5
1.	Озерновский энергоузел (Усть-Большерецкий МР)			
1.1.	п. Озерновский	Озерновская ДЭС	16	5
		ДЭС-38		
1.2.	п. Паужетка	Паужетская ГеоЭС	6,2	-4,7
2.	Алеутский энергоузел (Алеутский МО в Камчатском крае)			
2.1.	с. Никольское	ДЭС-17	14	3
		ВЭС		
3.	Усть-Камчатский энергоузел (Усть-Камчатский МР)			
3.1.	п. Усть-Камчатск	ДЭС-23	14	3
		ВЭС-23		
4.	Соболевский энергоузел (Соболевский МР)			
4.1.	с. Соболево	ГДЭС-7	5,2	-5,7
4.2.	п. Крутогоровский	ГДЭС-21	9,2	-1,7
4.3.	п. Ичинский	ДЭС-22	14,8	3,9
5.	Паланский энергоузел (ГО «поселок Палана», Тигильский МР)			
5.1.	п. Палана	ДЭС-10	15,4	4,5
5.2.	с. Лесная	ДЭС-30	17,8	6,9
6.	Тигильский энергоузел (Тигильский МР)			
6.1.	с. Тигиль	ДЭС-11	15,5	4,6
6.2.	с. Усть-Хайрюзово	ДЭС-5	15,3	4,4
6.3.	с. Хайрюзово	ДЭС-29	20,6	9,7
6.4.	с. Воямполка	ДЭС-29	18,6	7,7
7.	Оссорский энергоузел (Карагинский МР)			
7.1.	с. Ильпырский	ДЭС-25	18,6	7,7
8.	Олюторский энергоузел (Олюторский МР)			
8.1.	с. Тилички	ДЭС-8	15	4
		мДЭС-8		
8.2.	с. Хаилино	ДЭС-26	17,8	6,9
8.3.	с. Пахачи	ДЭС-14	20,0	9,1
8.4.	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	18,2	7,3
8.5.	с. Вывенка	ДЭС-28	17,3	6,4
8.6.	с. Ачайваям	ДЭС-27	18,9	8,0
8.7.	с. Апука	ДЭС-7	16,7	5,8

Проведенные расчеты показали, что при стоимости ВЭС на уровне 109 342 руб./кВт (в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р (ред. от 24.10.2020) «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года») строительство ВЭС экономически целесообразно в населенных пунктах, находящихся в прибрежной зоне Камчатского края, в которых для выработки электроэнергии используется дизельное топливо, то есть в следующих населенных пунктах:

- п. Озерновский,
- с. Никольское,
- п. Усть-Камчатск,
- п. Ичинский,
- п. Палана,
- с. Лесная,
- с. Тигиль,
- с. Усть-Хайрюзово,
- с. Хайрюзово,
- с. Воямполка,
- с. Ильпырский,
- с. Тиличики,
- с. Хаилино,
- с. Пахачи,
- с. Средние Пахачи,
- с. Вывенка,
- с. Ачайваям,
- с. Апука.

Расчет потенциальной экономии ежегодных затрат на электроснабжение изолированных энергоузлов Камчатского края за счет ввода ВЭС приведен в таблице 11.3.4.

Таблица 11.3.4

№ п/п	Населенный пункт	Выработка ВЭС, млн кВтч	Удельная экономия стоимости э/э за счет ввода ВЭС, руб./кВтч	Потенциальная экономия затрат на электроснабжение за счет ввода ВЭС, тыс. руб.
1	2	3	4	5
1.	п. Озерновский	0,421	5	1 982
2.	с. Никольское	0,530	3	1 805
3.	п. Усть-Камчатск	3,238	3	9 721
4.	п. Ичинский	0,199	3,9	776
5.	п. Палана	1,429	4,5	6 433
6.	с. Лесная	0,157	6,9	1 086
7.	с. Тигиль	1,024	4,6	4 715
8.	с. Усть-Хайрюзово	1,214	4,4	5 344

1	2	3	4	5
9.	с. Хайрюзово	0,030	9,7	288
10.	с. Воямполка	0,061	7,7	474
11.	с. Ильпырский	0,161	7,7	1 241
12.	с. Тиличики	2,306	4	9 691
13.	с. Хаилино	0,252	6,9	1 737
14.	с. Пахачи	0,319	9,1	2 902
15.	с. Вывенка	0,432	6,4	2 763
16.	с. Ачайваям	0,146	8,0	1 166
17.	с. Апука	0,513	5,8	2 975
18.	Итого:			56 649,1

11.4. Строительство малых ГЭС

Потенциальные энергоресурсы рек Камчатки неоднократно оценивались проектно-изыскательским институтом АО «Ленгидропроект» в 50,6 млрд кВтч в год. Необходимость обеспечения пропуска промысловых рыб на нерест и сохранения речных долин, используемых для сельского хозяйства, ограничивает возможности использования гидроресурсов в энергетике Камчатского края. Реальный для использования экономический потенциал речных гидроресурсов составляет около 5 млрд кВтч в год.

Из крупных ГЭС в 1980-е годы рассматривалась возможность строительства каскада ГЭС на р. Жупанова в Елизовском районе (130 км от Петропавловска-Камчатского).

В настоящее время на территории Камчатского края введены в эксплуатацию следующие ГЭС:

1) Быстринская малая ГЭС (Быстринская МГЭС) – установленной мощностью 1,71 МВт, эксплуатирующаяся с 1996 года.

2) Каскад малых Толмачевских ГЭС в составе ГЭС-1, ГЭС-2, ГЭС-3 суммарной установленной мощностью 45,4 МВт. В 1999 году введена в промышленную эксплуатацию ГЭС-1, мощностью 2,2 МВт, в 2000 году – ГЭС-3 (установленная мощность – 18,4 МВт), в результате чего была полностью закрыта потребность в электроэнергии Усть-Большерецкого района. В 2010 году закончено строительство ГЭС-2 (установленная мощность – 24,8 МВт.). С 2006 года станции Каскада связаны с Центральным энергоузлом Камчатского края.

Выполним оценку экономической эффективности строительства малых ГЭС для целей электроснабжения изолированных энергоузлов Камчатского края.

Расчет себестоимости производства электроэнергии на малых ГЭС выполним в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р (ред. от 24.10.2020) «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года» на основе приведенных в данном распоряжении:

- предельных величин капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта для каждого из видов

генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, используемые при установлении цен (тарифов) или предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах, функционирующих на розничных рынках, на 2014–2024 годы;

- предельных величин постоянных эксплуатационных затрат на обслуживание 1 кВт установленной мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, с учетом ожидаемой инфляции, используемые при установлении цен (тарифов) или предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах, функционирующих на розничных рынках, на 2014–2024 годы.

Расчет себестоимости электроэнергии малых ГЭС представлен в таблице 11.4.1.

Таблица 11.4.1

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм.	Значение
1	2	3	4
1.	Удельная стоимость строительства малых ГЭС (за 1 кВт установленной мощности)	руб./кВт	146 000
2.	Удельные эксплуатационные затраты малых ГЭС (на 1 кВт установленной мощности)	руб./кВт	1 757
3.	Амортизация (при сроке службы 25 лет)	руб./кВт	5 840
4.	Доходность капитала (принята на уровне 5% - соответствует доходности проектов Фонда развития Дальнего Востока)	руб./кВт	7 300
5.	Налог на имущество (2,2 %)	руб./кВт	3 212
6.	Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ)	%	45%
7.	Себестоимость электроэнергии	руб./кВтч	4,59

* - Значения приняты в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р (ред. от 24.10.2020)

Величина топливной составляющей себестоимости по всем рассматриваемым населенным пунктам приведена в таблице 7.2. На основе сравнения себестоимости электроэнергии малых ГЭС (в районе 4,59 руб.) и действующей топливной составляющей себестоимости электроэнергии в рассматриваемых населенных пунктах можно сделать вывод, что применение малых ГЭС для целей электроснабжения изолированных энергоузлов Камчатского края будет экономически выгодно во всех населенных пунктах, где в качестве топлива используется дизель, так как величина топливной составляющей в данных населенных пунктах (в среднем 17,2 руб./кВтч) в несколько раз превышает себестоимость электроэнергии малых ГЭС.

Таким образом, при стоимости малых ГЭС на уровне 146 000 руб./кВт (в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р (ред. от 24.10.2020) «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года») строительство малых ГЭС для целей электроснабжения изолированных энергоузлов Камчатского края экономически целесообразно.

Правительством Камчатского края рассматривается как потенциальный проект малой ГЭС на р. Кававля, приток р. Быстрая, мощностью 4-6 МВт, на р. Большая Хапица, мощностью 24 МВт. В 2016 году выполнена «Декларация о намерениях по строительству малой ГЭС на р. Кававля, приток р. Быстрая, Быстринского района, Камчатского края» разработанная АО «Московский областной институт «ГИДРОПРОЕКТ».

АО «Ленгидропроект» подтверждает также возможность строительства малых ГЭС на реках Белая, Россошина, Кинкиль, в долгосрочной перспективе, энергетические показатели которых приведены ниже в таблице 11.4.2.

Таблица 11.4.2

№ п/п	Место расположения	Тип плотины	Напор, м	Мощность, МВт		Среднеголетняя выработка, млн.кВтч
				Установленная	Гарантированная	
1	2	3	4	5	6	7
1.	р. Белая, в 20,9 км от устья	Из скального грунта с экраном из связанного грунта	20,0	28,0*	9,0	140,0
2.	р. Россошина, в 5,9 км от устья	Каменно-набросная с асфальтобетонным экраном	45,0	12,0*	4,9	53,0
3.	р. Кинкиль, в 18,8 км от устья	Каменно-набросная с асфальтобетонной диафрагмой	50,0	16,0*	4,8	66,0

* установленная мощность, предложенная АО «Ленгидропроект», при конкретном проектировании будет уточнена, учитывая небольшое максимальное потребление потребителей.

Учитывая экономическую привлекательность направления по строительству малых ГЭС для целей электроснабжения изолированных энергоузлов Камчатского края рекомендуется на первоначальном этапе организовать выполнение внестадийных работ по технико-экономическому обоснованию строительства малых ГЭС на территории Камчатского края.

Расчет потенциальной экономии ежегодных затрат на электроснабжение изолированных энергоузлов Камчатского края за счет ввода малых ГЭС приведен в таблице 11.4.3.

Таблица 11.4.3

№ п/п	Место расположения ГЭС	Установленная мощность, МВт	Среднегогодовая выработка, млн кВтч	Потенциальная экономия затрат на электроснабжение за счет ввода ГЭС*, млн руб.
1	2	3	4	5
1.	р. Белая, в 20,9 км от устья	28	140	1765,4
2.	р. Россошина, в 5,9 км от устья	12	53	668,33
3.	р. Кинкиль, в 18,8 км от устья	16	66	832,26
4.	Итого:			3265,99

* Рассчитана исходя из разницы средней топливной составляющей стоимости электроэнергии, полученной на ДЭС в Камчатском крае (17,2 руб./кВтч) и себестоимости электроэнергии ГЭС, рассчитанной в таблице 12.4.1., без учета схемы выдачи мощности ГЭС.

Расчет потенциального снижения тарифа на электроэнергию за счет ввода малых ГЭС в изолированных энергоузла Камчатского края приведен в таблице 13.1.

11.5. Строительство приливных электрических станций

Одним из направлений развития энергетики Камчатского края является строительство прилисных электростанций - рассматривается строительство 4-х приливных электростанций (ПЭС) в заливах (возле с. Манилы, на восточном берегу Пенжинской губы, напротив п. Тымлат, п. Оссора и в бухте Мелководная) общей мощностью 1035 МВт.

В заливе Пенжинской губы, где приливы достигают высоты 7–13 м, по прогнозам специалистов института Гидропроект могут быть построены две крупнейшие приливные электростанции (далее - ПЭС) в северном и южном створах (суммарной мощностью 108 ГВт).

Однако, использование данного ресурса возможно в отдаленной перспективе, что обусловлено огромной капиталоемкостью строительства, удаленностью от крупных центров нагрузки, суровыми климатическими условиями, характером приливов, малоизученностью влияния ПЭС на окружающую среду и других экономических и технических ограничений.

Энергия приливов требует дополнительного изучения, с разработкой технико-экономического обоснования, международной кооперации как для организации финансирования строительства ПЭС и всей инфраструктуры, производства тысяч единиц гидротурбинного, силового и гидромеханического оборудования, так и для организации энергоемких производств, транспортных коридоров в условиях низких температур, ледовых нагрузок и продолжительной зимы.

На рисунке 11.5.1 отмечены некоторые заливы Пенжинской губы, которые можно использовать для реализации проектов ПЭС разной мощности: от 5-ти до 1000 МВт. Отмечены створы Мега-ПЭС. Реализация проектов малых ПЭС или ПЭС мощностью 1000 МВт в заливе Маловодном, не скажется на перспективе реализации Мега ПЭС: реализованные проекты ПЭС смогут работать практически в тех же параметрах.

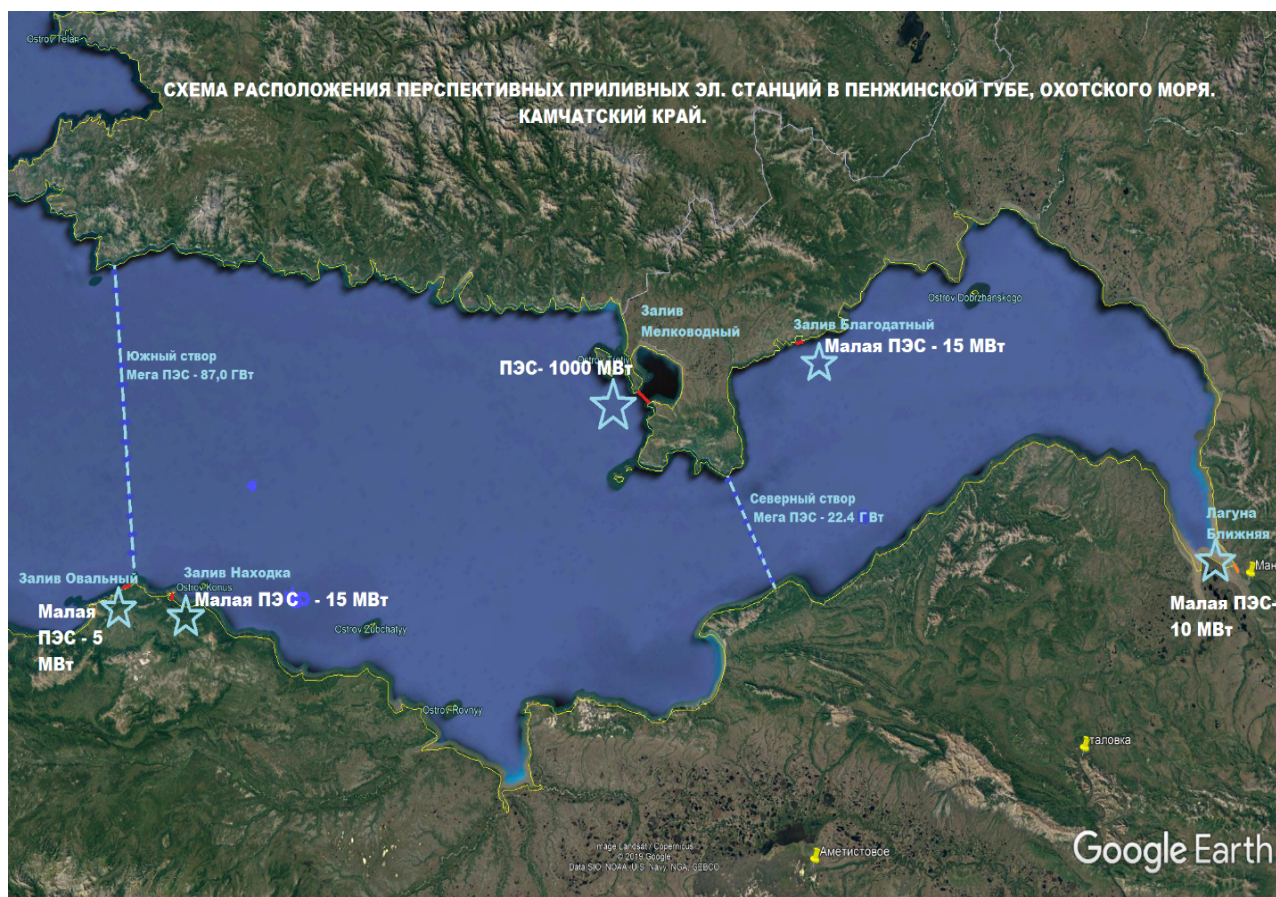


Рисунок 11.5.1 - Схема расположения заливов, в которых возможна реализация идеи строительства приливных эл. станций разной мощности

На первоначальном этапе предлагается выполнить комплекс предпроектных и проектных работ по строительству опытно-промышленной ПЭС, мощностью 10 МВт, вблизи п. Манилы, на опыте определить тип турбин и проверить схему строительства и эксплуатации.

Выбор места для реализации идеи строительства первой, опытно-промышленной приливной эл. станции вблизи с. Манилы обусловлен следующими факторами:

- необходимостью решать проблему с энергообеспечением жителей и инфраструктуры, удаленных территорий, находящихся в экстремальных природных условиях;
- наличием возобновляемого ресурса – приливной энергии в Пенжинской губе в неограниченном объеме и возможность постепенного освоения ресурса ВИЭ строительством ПЭС разной мощности;

- наличие первоочередной инфраструктуры и потребителя в с. Манилы-Каменское и полное отсутствие инфраструктуры и потребителя вблизи других заливов, где возможно строительство ПЭС;

- наличие вблизи с. Манилы древней лагуны, которую можно использовать в качестве бассейна ПЭС, освободив ее от наносов экскавацией;

- возможность получения достаточно большого объема электроэнергии, не используемого на нужды потребления существующей энергосистемы, для производства водорода методом электролиза, с последующим хранением и использованием в качестве топлива на ГДЭС для заполнения провалов производства на ПЭС и для поставок на внешний рынок, а также для замещения дизельного топлива на других ДЭС Пенжинского района;

- получение опыта проектирования и строительства ПЭС и оборудования для ПЭС на Дальнем Востоке РФ в совокупности с тематикой производства;

- хранения, транспорта и использования водорода в качестве альтернативного топлива ДЭС, котельных и транспортных средств;

- использование полученного опыта для строительства малых, крупных и Мега-ПЭС в Пенжинской губе для производства водорода в целях собственного потребления на Камчатке – перевод ДЭС, котельных, автотранспорта на водород, продажа водорода на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона;

Реализация проекта строительства малой ПЭС «Манилы» позволит решить следующие задачи:

- перевод энергообеспечения удаленных Северных поселений на экологически чистую энергию, с перспективой приведения тарифов до средне-российского уровня;

- использовать возобновляемую энергию морских приливов Охотского моря для получения экологически чистого топлива для замены углеводородов на ДЭС, котельных, транспорте в масштабах всего Дальнего Востока РФ.

11.6. Геотермальная энергетика

Территория южной, восточной части Камчатки и в районе срединного хребта располагает уникальными запасами геотермальных ресурсов.

По возможности использования геотермальных ресурсов Камчатский край занимает в Российской Федерации первое место. Здесь сосредоточены самые высокопотенциальные природные геотермальные источники, в которых температура достигает 240 °С уже на глубине 1-2 км, а в более глубоких слоях – 300 °С и выше.

Наиболее крупные и высокотемпературные гидротермальные системы связаны с Восточной вулканической зоной протяженностью около 350 км и шириной 15–20 км.

Потенциальные ресурсы парогидротерм с температурой 150-250 °С на территории Камчатки оцениваются в 900 МВт электрической мощности. Общий прогнозный потенциал ресурсов высокопотенциальной пароводяной смеси Паужетского, Нижне-Кошелевского, Мутновского и Киреунского месторождений составляет 500 МВт.

Из числа наиболее изученных месторождений запасы парогидротерм защищены в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых по следующим месторождениям:

- Мутновское (в 100 км юго-западнее г. Петропавловска-Камчатского);
- Верхне-Паратунское (в 78 км юго-западнее г. Петропавловска-Камчатского);
- Больше-Банное (в 80 км западнее г. Петропавловска -Камчатского);
- Кеткинское (20-25 км северо-западнее г. Петропавловска-Камчатского);
- Паужетское (в 210 км юго-восточнее г. Петропавловска-Камчатского).

В Камчатском крае известно 150 термопроявлений, из которых 60 имеют температуру свыше 60 °С, что позволяет их рассматривать как источники энергетических ресурсов.

В связи с высоким потенциалом в регионе термальных ресурсов возможно дальнейшее наращивание объемов их использования по следующим направлениям:

- развитие генерации Паужетской и Мутновской ГеоЭС с внедрением технологий по более глубокому использованию имеющихся тепловых ресурсов, либо использованию сепарата на нужды теплоснабжения, расположенных вблизи населенных пунктов;
- наращивание объемов использования термальных вод для целей теплоснабжения городов Елизово, Вилючинска, Петропавловска-Камчатского и других населенных пунктов, расположенных вблизи Паратунского, Эссовского и Верхне-Паратунского месторождений термальных вод;
- проведение системного исследования, включая бурение скважин южной территории, примыкающей к вулканам Корякско-Авачинской группы, для определения возможности теплоснабжения потребителей г. Петропавловска-Камчатского и прилегающих к нему населенных пунктов за счет тепла Земли на использовании термального поля с температурой от 60 градусов и выше;
- разработка инвестиционных проектов по использованию парогидротерм для нужд сельского хозяйства и создание благоприятных условий для их последующей реализации.

В настоящее время в Камчатском крае эксплуатируются три геотермальные электростанции (ГеоЭС) на геотермальных ресурсах Паужетского и Мутновского месторождений установленной электрической мощностью:

- Паужетская ГеоЭС - 12 МВт;

- Верхне-Мутновская ГеоЭС - 12 МВт;
- Мутновская ГеоЭС-1 - 50 МВт.
- ПАО «Камчатскэнерго» реализуются проекты по снижению сезонных ограничений Мутновских ГеоЭС и Паужетской ГеоЭС по ресурсам и поддержанию их располагаемой мощности.

Также рассматривается возможность строительства теплопровода от Больше-Баннских геотермальных источников до п. Термальный.

Возможная мощность геотермальных электростанций на других месторождениях парогидротерм:

- около 100 МВт – на Нижне-Кошелевском месторождении, расположенном на юге полуострова Камчатка примерно в 18 км юго-западнее Паужетской ГеоЭС. Технико-экономическое обоснование строительства Нижне-Кошелевской ГеоЭС выполнено Новосибирским отделением института Теплоэлектропроект (1972 год);

- около 20 МВт – на ресурсах Киреунского месторождения на северо-востоке Камчатки. Из-за отсутствия инвестиций, разведочные работы по месторождению приостановлены. Ближайшим возможным потребителем электроэнергии является поселок Ключи, расположенный в 75 км юго-восточнее от месторождения.

Ресурсы термальных вод Камчатки используются не только для производства электрической энергии, но и для теплоснабжения населенных пунктов. К наиболее крупным месторождениям относятся:

1. Паратунское (запасы утверждены в объеме 21,62 тыс. м³/сут. По категории «В» со средневзвешенной температурой воды 77° С, тепловая мощность –75 Гкал/ч);
2. Эссовское (утвержденные запасы составляют 20,7 тыс. м³/сут. С температурой воды 75° С, тепловая мощность 64,7 Гкал/ч);
3. Верхне-Паратунское (с утвержденными запасами 23,3 тыс. м³/сут.).

12. Развитие генерирующих мощностей изолированных энергоузлов энергосистемы Камчатского края с перспективой до 2027 года

В части развития генерирующих мощностей изолированных энергоузлов выбраны три направления развития: базовый инерционный (учитывает текущие возможности бюджета Камчатского края), базовый оптимистичный (учитывает привлечение дополнительных средств), целевой (учитывает дополнительное финансирование из регионального бюджета) и инновационный (подразумевает получение Камчатским краем поддержки из федерального бюджета).

Базовый инерционный.

В настоящее время требуется масштабное обновление парка дизельных электростанций, так как около 37,5 процентов оборудования дизельных электростанций (50,38 МВт) отработали более 25 лет. Перечень мероприятий по обновлению генерирующего оборудования, предусмотренных инвестиционными программами АО «ЮЭСК» и АО «Корякэнерго» приведен в таблицах 9.1–9.3.

Для повышения экономической эффективности рекомендуется выполнить замену следующих неэффективных ДЭС, имеющих завышенные расходы топлива:

- п. Таежный ДЭС-6 (АО «Корякэнерго»);
- п. Ичинский ДЭС-22 (АО «Корякэнерго»);
- с. Воямполка ДЭС-29 (АО «ЮЭСК»);
- с. Парень ДЭС-28 (АО «ЮЭСК»);
- с. Оклан ДЭС-27 (АО «ЮЭСК»).

Модернизация схемы электроснабжения под реализацию Программы централизации системы теплоснабжения с установкой модульных электродвигательных в поселках Озерновский и Запорожье. Оценочная стоимость проекта 25 млн руб., с НДС. Обоснование мероприятия: повышение надежности электроснабжения потребителей изолированного Озерновского энергоузла.

– Проектирование и строительство пирса с баковым хозяйством для разгрузки и хранения дизельного топлива в поселке Озерновский. Оценочная стоимость проекта 100 млн руб., с НДС. Обоснование мероприятия: обеспечение Озерновской ДЭС необходимым запасом дизельного топлива в период закрытия навигации маломерного флота.

– Разработка проекта автоматизации Озерновской ДЭС с возможностью оперативного управления дизель-генераторными установками с ГЩУ ПГеоЭС. Оценочная стоимость проекта 30 млн руб., с НДС. Обоснование мероприятия: повышение надежности электроснабжения потребителей изолированного Озерновского энергоузла.

– Замена выработавших эксплуатационный ресурс ДГУ № 1 и № 2 на Озерновской ДЭС. Оценочная стоимость проекта 90 млн руб., с НДС. Обоснование мероприятия: повышение надежности электроснабжения потребителей изолированного Озерновского энергоузла.

– На пятилетний период будет осуществлена реализация утвержденных инвестиционных программ ресурсоснабжающих организаций, в том числе, корректировок инвестиционных программ, утвержденных Региональной службой по тарифам и ценам Камчатского края, в рамках которых предусмотрена модернизация существующих ДЭС и обеспечение электроэнергией перспективных потребителей.

Базовый оптимистичный.

Проведенные технико-экономические расчеты показали, что при стоимости солнечных электростанций на уровне 101 094 руб./кВт (в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р (ред. от 24.10.2020) «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года») строительство СЭС экономически целесообразно в следующих населенных пунктах:

- п. Таежный,
- с. Хайрюзово,
- с. Воямполка,
- с. Ильпырский,
- с. Пахачи,
- с. Аянка,
- с. Оклан,
- с. Парень.

Проведенные расчеты показали, что при стоимости ветряных электростанций на уровне 109 342 руб./кВт (в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р (ред. от 24.10.2020) «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года») строительство ВЭС экономически целесообразно в населенных пунктах, находящихся в прибрежной зоне Камчатского края, в которых для выработки электроэнергии используется дизельное топливо, то есть в следующих населенных пунктах:

- п. Озерновский,
- с. Никольское,
- п. Усть-Камчатск,
- п. Ичинский,
- п. Палана,
- с. Лесная,
- с. Тигиль,
- с. Усть-Хайрюзово,
- с. Хайрюзово,
- с. Воямполка,
- с. Ильпырский,
- с. Тиличики,
- с. Хаилино,
- с. Пахачи,
- с. Средние Пахачи,
- с. Вывенка,
- с. Ачайваям,
- с. Апука.

Помимо инвестиционной программы АО «Южные электрические сети Камчатки» в 2021 году начали заключение энергосервисных контрактов на реализацию проектов по установке вето- и солнечно-дизельных электростанций в некоторых населенных пунктах Камчатского края.

Таблица 12.1

№ п/п	Населенный пункт	Тип станции	Установленная мощность, кВт	Плановая экономия за весь период, %
1	2	3	4	5
1.	с. Тиличики	Солнечная ЭС	1000	29,2
2.		Ветровая ЭС	600	
3.	п. Оссора	Солнечная ЭС	1800	31,5
4.	п. Козыревск	Солнечная ЭС	1000	50
5.	п. Ключи	Солнечная ЭС	4500	50
6.	с. Манилы	Солнечная ЭС	765	29,9
		Ветровая ЭС	360	
7.	п. Палана	Ветровая ЭС	720	29,9
		Солнечная ЭС	1251	

Общая сумма энергосервисных контрактов составит порядка 10 млрд руб. Срок достижения заявленной экономии составит от 10 до 15 лет.

Реализация энергосервисных договоров не потребует бюджетного финансирования и не приведет к увеличению тарифа.

При реализации базового оптимистичного варианта развития генерирующих мощностей предусматривается обеспечение перспективных нагрузок, поддержания надежности выработки, а также частичного замещения выработки электрической энергии за счет возобновляемых источников энергии.

Целевой вариант

Помимо энергосервисных контрактов планируется замена устаревших дизельных генераторов, находящихся в эксплуатации АО «ЮЭСК». На эти цели в рамках утверждаемых инвестиционных программ предлагается согласовать дополнительные расходы в размере 400 млн руб./год в течение пяти лет, что в общей сумме составит 2 млрд руб.

Перспективный вариант.

Изолированные энергоузлы Камчатского края имеют высокие экономически обоснованные тарифы на электроснабжение, что в основном обусловлено тем, что электроснабжение изолированных энергоузлов осуществляется в основном за счет ДЭС, работающих на дорогостоящем привозном дизельном топливе. Снижение себестоимости производства электроэнергии в регионе возможно за счет реализации проектов по строительству новых малых ГЭС и освоению потенциала геотермальной энергии. Для этих целей на первоначальном этапе рекомендуется организовать выполнение внестадийных работ по технико-экономическому обоснованию строительства малых ГЭС и использованию геотермальной энергии.

В соответствии с перспективным вариантом предлагается реализовать мероприятия по замещению дизельной генерации в изолированных энергоузлах, а также замена устаревшего оборудования на существующих станциях.

Оборудование Паужетской ГеоЭС отработало уже более 40 лет. Для поддержания работоспособности электростанции требуется дальнейшая реализация проектов по снижению сезонных ограничений Паужетской ГеоЭС по ресурсам и поддержанию ее располагаемой мощности. Планируются замена устаревшего оборудования на Паужетской ГеоЭС, срок службы оборудования которой уже заканчивается. Помимо этого, необходимо восстановление параметров существующих геотермальных скважин до проектных.

В то же время рассматривается проект по переводу энергоснабжения Усть-Камчатского района Камчатского края на малые ГЭС с последующим созданием объединенного энергоузла. В рамках проекта предлагается осуществить строительство малых ГЭС на р. Кававля (6,6 МВт), р. Большая Хапица (9 МВт) и р. Белая (6 МВт) с объединением в единый энергоузел Усть-Камчатского и Быстринского районов.

Стоимость проекта с учетом схемы выдачи мощности, по предварительной оценке, составит порядка 15 млрд руб. (предварительная оценка в 2020 году).

Также будет продолжена работа по увеличению доли выработки электроэнергии на солнечно- и ветродизельных электростанциях.

Одним из направлений развития энергетики Камчатского края является строительство приливных электростанций - рассматривается строительство 4-х приливных электростанций (ПЭС) в заливах (возле с. Манилы, на восточном берегу Пенжинской губы, напротив п. Тымлат, п. Оссора и в бухте Мелководная) общей мощностью 1035 МВт. В заливе Пенжинской губы, где приливы достигают высоты 7-13 м, по прогнозам специалистов института Гидропроект могут быть построены две крупнейшие приливные электростанции (далее - ПЭС) в северном и южном створах (суммарной мощностью 108 ГВт). На первоначальном этапе предлагается выполнить комплекс предпроектных и проектных работ по строительству опытно-промышленной ПЭС, мощностью 10 МВт, вблизи п. Манилы, на опыте определить тип турбин и проверить схему строительства и эксплуатации.

В части развития электрических сетей:

1. В Озерновском энергоузле требуется осуществить реконструкцию действующих ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерная (26,7 км), ОРУ 35 кВ ПГеоЭС и ПС 35 кВ Озерная, ПС 35 кВ Ферма, ПС 35 кВ Ключи с частичной заменой ВЛ 35 кВ и трансформаторов, которые исчерпали нормативный срок эксплуатации и имеют неудовлетворительное физическое состояние;

2. В Усть-Камчатском энергоузле требуется осуществить:
– реконструкцию ВЛ 35 кВ ДЭС - 21 с. Крутоберегово с ОРУ -6/35 ДЭС-21 (ПС 35 кВ Демби) п. Усть-Камчатск» с установкой ТМ -6300- 35/6 кВ в рамках инвестиционного проекта «Сооружение высоковольтная линия 35 кВ ДЭС-21 с. Крутоберегово с ОРУ 6/35 ДЭС-21 п. Усть-Камчатск» с установкой ТМ 6300- 35/6 кВ;

- замену в ОРУ-35 кВ ДЭС-23 трансформатора Т-2 мощностью 6300 кВА на трансформатор мощностью 10000 кВА 6/35;
- замену на ПС 35/10 «Погодная» п. Усть-Камчатск силового трансформатора 1000 кВА на трансформатор 2500 кВА.

При принятии решения о реализации проекта по объединенному энергоузлу необходимо будет:

- реконструировать существующие линии Быстринская МГЭС – Атласово и п. Козыревск - с. Майское с частичной заменой оборудования на электроподстанциях;
- построить линию ПС «Крапивная – п. Козыревск» с переходом через р. Камчатка»;
- построить линию «с. Майское – п. Ключи» с электроподстанцией 35/6 кВ в п. Ключи;
- построить линию 35 кВ «п. Ключи – п. Усть-Камчатск»;
- построить линию 35 кВ «МГЭС Хапица – п. Ключи»;
- построить линию 35 кВ «МГЭС р. Белая – п. Крутоберегово».

3. В Средне-Камчатском энергоузле требуется осуществить:

- реконструкцию объекта «Сооружение высоковольтная линия 35 кВ-мГЭС-7 ПС «Крапивная» - ПС «Атласово» с ПС Атласово» с заменой трансформатора ТМ-1000 кВА 35/10 кВ на ТМ 1600 кВА 35/6 кВ на ПС «Атласово» и заменой ТМ 250 кВА на ТМ 630 кВА и установкой резервного трансформатора ТМ 630 кВА;
- строительство ВЛ-35 кВ п. Атласово - с. Долиновка протяженностью 47 км.

4. В Соболевском энергоузле требуется осуществить:

- реконструкцию ПС 35 кВ Соболево с заменой 2-х ТМ - 1000 кВА 35/6 на 2 ТМ - 2500 кВА 35/6, ПС 35 кВ Устьевое с заменой 2-х ТМ - 1000 кВА 35/10 на 2 ТМ - 2500 кВА 35/10 в рамках инвестиционного проекта «Сооружение ВЛ 35 кВ с. Соболево - с. Устьевое с ПС 35 кВ Соболево и ПС 35 кВ Устьевое с заменой 2-х ТМ - 1000 кВА 35/6 на 2 ТМ - 2500 кВА 35/6 на ПС «Соболево» 35/6 кВ и заменой 2-х ТМ - 1000 кВА 35/10 на 2 ТМ - 2500 кВА 35/10 на ПС «Устьевое» 35/10»;

Осуществление этих мероприятий позволит значительно сократить аварийные отключения ВЛ 35 кВ Соболево – Устьевое.

5. В Олюторском энергоузле требуется осуществить реконструкцию ВЛ 35 кВ ДЭС-8 (Тилички) – Корф, которая предусматривает замену и укрепление части опор, перенос части опор из перемываемых участков, а также выравнивание опор возле комплексного распределительного устройства ПС 35 кВ Корф, имеющих наклон более 30 процентов.

Осуществление этих мероприятий позволит значительно сократить аварийные отключения ВЛ 35 кВ ДЭС - 8 (Тилички) – Корф.

Перечень, параметры, сроки ввода и стоимость электросетевых объектов напряжением 35 кВ, рекомендуемых к вводу и реконструкции на территории Камчатского края по результатам проведения анализа технического состояния и в целях обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей в период 2022-2026 гг., а также перечень мероприятий по реконструкции электросетевых объектов 35 кВ, рекомендуемых к реализации в рассматриваемый период, срок эксплуатации которых превышает нормируемый, приведены в главе 14.

Вывод из эксплуатации электросетевых объектов 35 кВ в рассматриваемый период не предусматривается.

6. В Пенжинском энергоузле требуется выполнить
 - провести капитальный ремонт ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское (46 км), которая находится в неудовлетворительном физическом состоянии, с заменой загнивающих опор, установкой дополнительной анкерной опоры между опорами №№ 199-200 и дополнительных промежуточных опор;
 - реконструкцию ОРУ 35 кВ ДЭС-4 (Манилы) и ДЭС-9 (Каменское) заменой трансформаторов, которые исчерпали нормативный срок эксплуатации.

Результатом реализации инновационного варианта развития генерирующих мощностей станет увеличение доли выработки электроэнергии за счет возобновляемых источников энергии и, как следствие, снижение количества сжигаемого углеводородного топлива, что приведет к значительному снижению закупки дизельного топлива и как следствие снижение нагрузки на бюджет Камчатского края по выпадающим доходам для РСО.

Принимая во внимание высокие капитальные затраты на реализацию инновационного варианта развития необходима поддержка федерального бюджета и включение ряда предлагаемых мероприятий в профильные федеральные программы.

13. Оценка капитальных вложений в развитие электроэнергетического комплекса изолированных энергоузлов Камчатского края

13.1. Оценка потребности в капитальных вложениях в развитие электросетевого комплекса

В настоящем разделе приведены капиталовложения по электросетевым объектам с разбивкой на линии электропередачи и подстанции в соответствии с предложениями по развитию электроэнергетического комплекса изолированных энергоузлов Камчатского края на период 2023-2045 гг., которые представлены в главе 13.

Расчет потребности в капитальных вложениях в электросетевое строительство выполнен с применением укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства (утвержденных приказом Минэнерго России № 10 от 17.01.2019 г.).

Укрупненные нормативы цены (далее УНЦ) рассчитаны в ценах по состоянию на 01.01.2018 г. и приведены без учета НДС, уплаты земельного налога и налога на имущество организации. Для перевода в текущий уровень цен применяется индекс-дефлятор на капитальные вложения согласно Прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года, опубликованному на сайте Минэкономразвития России от 30.09.2019 г. (<http://old.economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/2019093005>).

Для учета регионально-климатических условий осуществления строительства при расчете потребности в капитальных вложениях применяются соответствующие коэффициенты перехода (пересчета) от базового УНЦ к УНЦ субъекта РФ (Камчатский край) согласно данным таблиц Ц1 и Ц2 сборника УНЦ.

В расчетах не учтены затраты, связанные с оформлением земельных участков, компенсационные выплаты при отводе земель под строительство и затраты, связанные с выполнением специальных технических условий сторонних организаций по переустройству сооружений и коммуникаций транспортной, газовой и инженерной инфраструктуры при пересечении последних объектами электросетевого хозяйства.

Суммарный объем капвложений показан пообъектно с учетом НДС 20 процентов.

В таблице 13.1.1 представлены предложения по вводам и реконструкции электросетевых объектов вследствие их неудовлетворительного физического состояния, а также необходимые для обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей.

В таблице 13.1.2 представлены вводы и реконструкция электросетевых объектов, срок эксплуатации которых превышает нормируемый.

Таблица 13.1.1

№ п/п	Наименование энергоузла	Наименование объекта	Год изготовления оборудования, год ввода ВЛ	Протяженность ВЛ, км, мощность трансформаторов, шт. х МВА	Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов	Период реализации	Капвложения, млн руб. (с НДС)
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Реконструкция 35 кВ						
2.	Неудовлетворительное физическое состояние						
3.	АО «ЮЭСК»						
3.1.	Олюторский энергоузел	ВЛ 35 кВ Тилички – Корф	2001	24,2	Укрепление или замена части опор, перенос части опор из перемываемых участков. Выравнивание опор, которые имеют наклон более 30 % возле комплексного распределительного устройства ПС 35 кВ Корф	2022-2024	80,50
3.2.	Манильский энергоузел	ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское	1986	46	Реконструкцию ВЛ с заменой загнивающих опор, установкой дополнительной анкерной опоры между опорами №№ 199 - 200 и дополнительных промежуточных опор	2022-2024	153,01
4.	Обеспечение возможности технологического присоединения перспективных потребителей						
4.1.	Средне-Камчатский энергоузел	Реконструкция объекта «сооружение высоковольтная линия 35 кВ-мГЭС-7 ПС			Реконструкция объекта «сооружение высоковольтная линия 35 кВ-мГЭС-7 ПС	2021 - 2024	18,7*

1	2	3	4	5	6	7	8
		«Крапивная» - ПС «Атласово» с заменой трансформатора на ТМ-1000 кВА 35/10 кВ на ТМ 1600 кВА 35/6 кВ на ПС «Атласово» и заменой ТМ 250 кВА на ТМ 630 кВА и установкой резервного трансформатора ТМ 630 кВА			«Крапивная» - ПС «Атласово» с заменой трансформатора на ТМ-1000 кВА 35/10 кВ на ТМ 1600 кВА 35/6 кВ на ПС «Атласово» и заменой ТМ 250 кВА на ТМ 630 кВА и установкой резервного трансформатора ТМ 630 кВА		
		«Строительство ТП 35/0,4 кВ, ВЛ-35 кВ для технологического присоединения к электрическим сетям объекта «Туристической базы»	2023	1х0,25 МВА 37 км		2023	78,60*
		Строительство ТП 35/0,4 кВ, ВЛ-35 кВ для технологического присоединения к электрическим сетям объекта: комплекс объектов туристического назначения	2023	1х0,25 МВА 14,5 км		2023	49,90*
		Строительство ВЛ-35 кВ п. Атласово – с. Долиновка		47 км		2026 - 2028	232,39*

1	2	3	4	5	6	7	8
4.2.	Усть-Камчатский энергоузел	Реконструкция «Сооружения высоковольтная линия 35 кВ ДЭС-21 с. Крутоберегово с ОРУ 6/35 ДЭС-21 п. Усть-Камчатск» с установкой ТМ 6300-35/6 кВ			Установка в ОРУ 6/35 ДЭС-21 (ПС 35 кВ Демби) трансформатора ТМ 6300-35/6 кВ	2019 - 2023	15,17*
		Реконструкция в ОРУ-35 кВ ДЭС-23 с установкой дополнительного трансформатора мощностью 10000 кВА 6/35	1974	1x10 МВА	Реконструкция в ОРУ-35 кВ ДЭС-23 с установкой дополнительного трансформатора мощностью 10000 кВА 6/35	2020 - 2023	29,14*
		Замена на ПС 35/10 «Погодная» п. Усть-Камчатск силового трансформатора 1000 кВА на трансформатор 2500 кВА		1x2,5 МВА		2022 - 2023	12,29*
		Строительство ТП с двумя ТМ 400 кВА и строительство 2 КЛ для тех. присоединения объектов АО «Корякэнерго»		2x0,8 МВА 1,7 км		2025	15,02*
4.3.	Соболевский ЭУ	Реконструкция объекта «Сооружение ВЛ-35 кВ с. Соболево-	1999	1x1 МВА; 1x1,6 МВА; 2x1 МВА	Реконструкция ПС 35 кВ Соболево с заменой трансформаторов	2019 - 2023	112,3*

1	2	3	4	5	6	7	8
		с. Устьевое с п/ст Соболево-п/ст Устьевое» с заменой 2-х ТМ 1000 кВА 35/6 на 2 ТМ 2500 кВА 35/6 на ПС «Соболево» 35/6 кВ и заменой 2-х ТМ 1000 кВА 35/10 на 2 ТМ 2500 кВА 35/10 на ПС «Устьевое» 35/10			1x1000 кВА 35/6 1x1600 кВА на два ТМ 2500 кВА 35/6 Реконструкция ПС 35 кВ Устьевое с заменой двух ТМ 1000 кВА 35/10 на два ТМ 2500 кВА 35/10		
4.4.	Ключевской энергоузел	Установка ТП, строительство ВЛ-35 кВ, строительство ВЛ- 0,4 кВ, установка ЩУ- 0,4 кВ для технологического присоединения к электрическим сетям охотничьего хозяйства ООО «Утгард»		1x0,25 МВА 3,5 км		2024	29,06*
4.5.	Оссорский энергоузел	Строительство ВЛ-6 кВ протяженностью 3,5 км для подключения СЭС п. Оссора		3,5 км		2024	23,83*

* - приведена полная стоимость инвестиционного проекта в прогнозных ценах соответствующих лет, млн рублей (с НДС) в соответствии с инвестиционной программой

Таблица 13.1.2

№ п/п	Наименование энергоузла	Наименование объекта	Год изготовления оборудования, год ввода ВЛ	Протяженность ВЛ, км, мощность трансформаторов*, шт. х МВА	Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов	Период реализации	Капвложения, млн руб. (с НДС)
1	2	3	4	5	6	7	8
Реконструкция 35 кВ АО «ЮЭСК»							
1.	Усть-Камчатский энергоузел	ДЭС - 23 (Усть - Камчатск)	1974	2х6,3 МВА	Замена трансформатора Т-1 на новый 1х6,3 МВА	2024-2026	25,61
2.		ПС 35 кВ Демби	1980	1х4 МВА; 1х6,3 МВА	Замена трансформаторов на новые 2х6,3 МВА	2024-2026	51,21
3.		ПС 35 кВ Погодная	1980	1х1 МВА; 1х4 МВА	Замена трансформаторов на новые 1х1 МВА; 1х4 МВА	2024-2026	37,46
4.		ПС 35 кВ Крутоберегово	1976	1х1 МВА; 1х4 МВА	Замена трансформаторов на новые 1х1 МВА; 1х4 МВА	2024-2026	37,46
5.	Средне-Камчатский энергоузел	ВЛ 35 кВ Быстринская МГЭС - Анавгай	1978	16,6 км	Реконструкция ВЛ протяженностью 16,6 км с заменой провода	2024-2026	10,3
6.	Козыревский энергоузел	ДЭС - 16 (Козыревск)	1971	1х1 МВА	Замена трансформатора на новый 1х1 МВА	2024-2026	11,57
7.		ПС 35 кВ Майское	1986	1х1 МВА	Замена трансформатора на новый 1х1 МВА	2024-2026	13,24
8.	Пенжинский энергоузел	ДЭС - 4 (Манилы)	1985	2х1 МВА	Замена трансформаторов на новые 2х1 МВА	2024-2026	23,14
9.		ДЭС - 9 (Каменское)	1979	2х1,6 МВА	Замена трансформаторов на новые 2х1,6 МВА	2024-2026	36,36
Филиал ПАО «Камчатскэнерго» Возобновляемая энергия							
1.	Озерновский энергоузел	ПС 35 кВ Ферма	1967	1х1 МВА	Замена трансформатора на новый 1х1 МВА	2024-2026	13,24
2.		ПС 35 кВ Ключи	1967	1х0,1 МВА	Замена трансформатора на новый 1х0,1 МВА	2024-2026	3,47

* - мощность трансформаторов уточнить на этапе проектирования с учетом нагрузки потребителей на перспективу (в том числе, нагрузок рыбоперерабатывающих предприятий)

13.2. Оценка потребности в капитальных вложениях в развитие генерации

Объем капиталовложений в сооружение новых электростанций в соответствии с инвестиционной программой АО «ЮЭСК» приведен в таблице 13.2.1.

Таблица 13.2.1

№ п/п	Наименование электростанции	Год ввода	Вид топлива	Основание необходимости ввода	Вводи	Место расположения	Капиталовложения, млн руб.
					мая		
1	2	3	4	5	мощность	7	8
					МВт		
1.	ГДЭС-7	2023	газ	Рост нагрузки	0,9	с. Соболево	193,46
		2024	газ	Рост нагрузки. Отработка паркового ресурса газовых генераторов	1,8		
		2025	газ	Рост нагрузки	0,9		
2.	ДЭС-29	2025	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,5	с. Воямполка	22,91
3.	ДЭС-28	2025	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,048	с. Парень	80,08
4.	ДЭС-26	2025	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,72	с. Таловка	87,39
5.	ДЭС-15	2026	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,72	с. Аянка	88,98

1	2	3	4	5	6	7	8
6.	ДЭС-1	2023	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,50	с. Слаутное	87,84
		2026	дизельное топливо		0,34		
7.	ДЭС-27	2026	дизельное топливо	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ	0,128	с. Оклан	62,12
8.	ВЭУ	2023	энергия ветра	Замещение дизельной генерации	0,3	п. Усть-Камчатск	186,65
9.	Итого:				6,85		809,43

Таблица 13.2.2

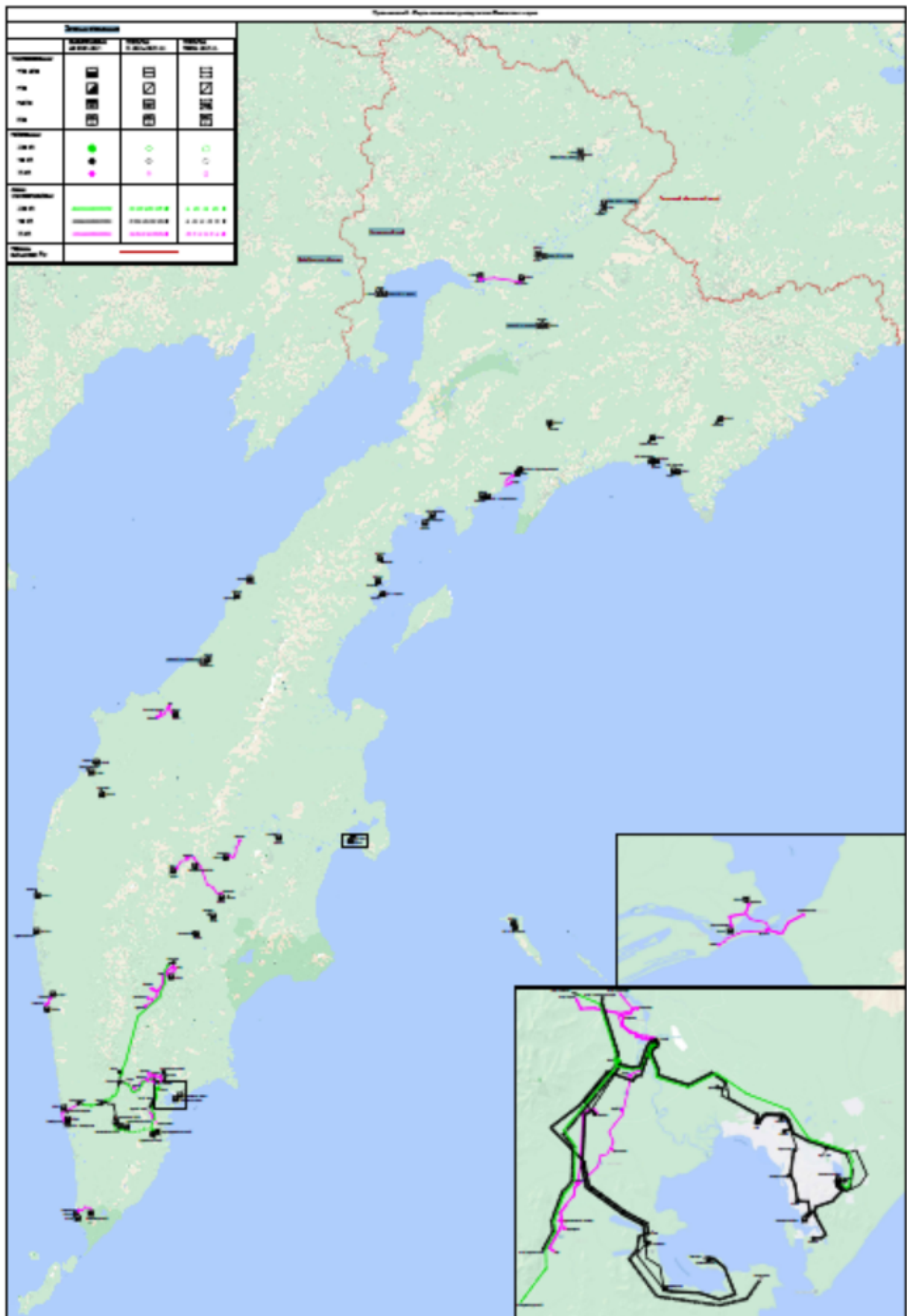
№ п/п	Наименование электростанции	Вид топлива	Основание необходимости ввода	Вводимая мощность	Место расположения	Капиталовложения, млн руб.
				МВт		
1	2	3	4	5	6	7
1.	мГЭС на р. Кававля	энергия рек	Замещение дизельной генерации	6,6	Быстринский МР	2 300
2.	мГЭС на р. Большая-Хапица	энергия рек	Замещение дизельной генерации	9	Усть-Камчатский МР	3 500
3.	мГЭС на р. Белая	энергия рек	Замещение дизельной генерации	6	Усть-Камчатский МР	1 830
4.	Итого:			21,6		7 630

Таблица 13.2.3

№ п/п	Наименование ВЛ	Основание необходимости ввода	Капиталовложения, млн руб.
1	2	3	4
1.	ВЛ 35 кВ «МГЭС Кававля – п. Козыревск – п. Ключи»	Обеспечение схемы выдачи мощности	1 000
2.	ВЛ 35 кВ «МГЭС р. Белая – п. Крутоберегово»	Обеспечение схемы выдачи мощности	200
3.	ВЛ 35 кВ «МГЭС Хапица – ГОК «Кумроч»	Обеспечение схемы выдачи мощности	400

1	2	3	4
4.	ВЛ 35 кВ «МГЭС Хапица – п. Ключи»	Обеспечение схемы выдачи мощности	700
5.	ВЛ 35 кВ «п. Ключи – п. Усть-Камчатск»	Обеспечение схемы выдачи мощности	1 500
6.	Итого:		3 800

Карта – схема электроэнергетики Камчатского края



Загрузка (авто-)трансформаторов ПС 110 – 220 кВ в энергосистеме
в час зимнего максимума нагрузки 2018 года

Таблица 5.1

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование Т/АТ	Напряжение, кВ	Тип	$S_{тр}$, МВА	Длит. доп.т. нагр	$S_{нагр}$, МВА	ТНВ	$S_{нагр}/S_{тр}$, %	Коеф. доп нагр.	V нагр. пер.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Мутновская ГеоЭС	Т-1	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	25,6	64,0	-1	105	н/д
2.		Т-2	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	25,5	63,8	-1	105	н/д
3.	ПС 220 кВ Авача	АТ-1	220/110	АТДЦТН-63000/220ВМУ1	63	66.15	51,5	81,75	-1	105	н/д
4.		Т-2	110/35/10	ТДТН-40000/110У1	40	43	откл.	откл.	-1	105	н/д
5.	ПС 110 кВ Елизово	Т-1	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	23,3	93,2	-1	105	н/д
6.		Т-2	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	11,0	44,0	-1	105	н/д
7.		Т-3	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	11,3	45,2	-1	105	н/д
8.	ПС 110 кВ Мильково	Т-1	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	16	16.8	откл.	откл.	-1	105	н/д
9.		Т-2	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	16	16.8	5,6	35,0	-1	105	н/д
10.	ПС 110 кВ Апача	Т-1	110/6	ТДН-10000/110 У-1	10	10.5	0,5	5,0	-1	105	н/д
11.		Т-2	110/6	ТМН-2500/110	2,5	2.625	откл.	откл.	-1	105	н/д
12.		Т-3	10/6	ТМ-1600/10/6	1,6	1.68	откл.	откл.	-1	105	н/д
13.	ПС 110 кВ Кавалерская	Т-1	110/35/10	ТДТН-40 000/110-У1	40	42	2,3	23,0	-1	105	н/д
14.		Т-2	110/35/10	ТДТН-16 000/110/35-У1	16	16.8	откл.	откл.	-1	105	н/д
15.	ПС 110 кВ Сосновка	Т-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	0,1	1,6	-1	105	н/д
16.		Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/35/6	10	10.5	2,8	28,0	-1	105	н/д
17.		Т-3	110/35/10	ТДТН-10000/110/35/10	10	10.5	2,6	26,0	-1	105	н/д
18.	ПС 110 кВ Советская	Т-1	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	5,3	53,0	-1	105	н/д
19.		Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	2,5	25,0	-1	105	н/д
20.	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	2,4	15,0	-1	105	н/д

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
21.	Приморская	T-2	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	1,6	10,0	-1	105	н/д
22.	ПС 110 кВ Краш-ва	T-1	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	3,7	23,1	-1	105	н/д
23.		T-2	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	5,4	54,0	-1	105	н/д
24.	ПС 110 кВ Завойко	T-1	110/6	ТМНС-10000/110-ХЛ1	10	10.5	2,6	41,3	-1	105	н/д
25.		T-2	110/35/6	ТДН-10000/110 У1	10	10.5	2,0	20,0	-1	105	н/д
26.	ПС 110 КВ Стройка	T-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	2,0	31,7	-1	105	н/д
27.		T-2	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	откл.	откл.	-1	105	н/д
28.	ПС 110 кВ КСИ	T-1	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	12,5	50,0	-1	105	н/д
29.		T-2	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	16,6	66,4	-1	105	н/д
30.		T-3	110/10	ТРДН-40000/110-УХЛ1	40	42	4,4	11,0	-1	105	н/д
31.	ПС 110 кВ Новая	T-1	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	5,1	51,0	-1	105	н/д
32.		T-2	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	3,8	38,0	-1	105	н/д
33.	ПС 110 кВ Дачная	T-1	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	8,4	52,5	-1	105	н/д
34.		T-2	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	11,8	73,8	-1	105	н/д
35.		T-3	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	6,6	26,4	-1	105	н/д
36.	ПС 110 кВ Зеркальная	T-1	110/6	ТРДН-40000/110	40	42	10,1	25,3	-1	105	н/д
37.		T-2	110/6	ТРНДЦН 40000/25000/110/6	40/25	26.25	12,8	51,2	-1	105	н/д
38.	ПС 110 кВ Центральная	T-1	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.6	4,1	41,0	-1	105	н/д
39.		T-2	110/6	ТДН-16000/110/6	16	16.8	3,4	21,3	-1	105	н/д
40.	ПС 110 кВ Океан	T-1	110/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	4,2	42,0	-1	105	н/д
41.		T-2	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.5	2	20,0	-1	105	н/д
42.	ПС 110 кВ Малки	T-1	110/10	ТМ-2500/110/10	2,5	2.625	0,2	8,0	-1	105	н/д
43.	ПС 110 кВ Северная	T-1	110/35/10	ТДТН-16000/110/10	16	16.8	4,0	25,0	-1	105	н/д
44.		T-2	110/10	ТДН-25000/110 УХЛ1	25	26.25	4,2	16,8	-1	105	н/д

Загрузка (авто-)трансформаторов ПС 110 – 220 кВ в энергосистеме
в час летнего максимума нагрузки 2018 года

Таблица 5.2

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование Т/АТ	Напряжение, кВ	Тип	$S_{гр}$, МВА	Длит. доп. нагр	$S_{нагр}$, МВА	ТНВ	$S_{нагр}/S_{гр}$, %	Коэф. доп нагр.	V нагр. пер.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Мутновская ГеоЭС	Т-1	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	20,70	51,75	+8	105	н/д
2.		Т-2	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	20,60	51,50	+8	105	н/д
3.	ПС 220 кВ Авача	АТ-1	220/110	АТДЦТН-63000/220ВМУ1	63	42,10	66,83	71,4	+8	105	н/д
4.		Т-2	110/35/10	ТДТН-40000/110У1	40	43	откл.	откл.	+8	105	н/д
5.	ПС 110 кВ Елизово	Т-1	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	16,50	66,00	+8	105	н/д
6.		Т-2	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	откл.	откл.	+8	105	н/д
7.		Т-3	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	15,60	62,40	+8	105	н/д
8.	ПС 110 кВ Мильково	Т-1	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	16	16.8	откл.	откл.	+8	105	н/д
9.		Т-2	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	16	16.8	3,90	24,38	+8	105	н/д
10.	ПС 110 кВ Апача	Т-1	110/6	ТДН-10000/110 У-1	10	10.5	0,4	4,0	+8	105	н/д
11.		Т-2	110/6	ТМН-2500/110	2,5	2.625	откл.	откл.	+8	105	н/д
12.		Т-3	10/6	ТМ-1600/10/6	1,6	1.68	откл.	откл.	+8	105	н/д
13.	ПС 110 кВ Кавалерская	Т-1	110/35/10	ТДТН-40 000/110-У1	40	42	8,40	84,00	+8	105	н/д
14.		Т-2	110/35/10	ТДТН-16 000/110/35-У1	16	16.8	откл.	откл.	+8	105	н/д
15.	ПС 110 кВ Сосновка	Т-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	0,10	1,59	+8	105	н/д
16.		Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/35/6	10	10.5	откл.	откл.	+8	105	н/д
17.		Т-3	110/35/10	ТДТН-10000/110/35/10	10	10.5	4,50	45,00	+8	105	н/д
18.	ПС 110 кВ Советская	Т-1	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	4,70	47,00	+8	105	н/д
19.		Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	2,10	21,00	+8	105	н/д
20.	ПС 110 кВ Приморская	Т-1	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	1,60	10,00	+8	105	н/д
21.		Т-2	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	1,10	6,88	+8	105	н/д

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
22.	ПС 110 кВ Краш-ва	Т-1	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	1,90	11,88	+8	105	н/д
23.		Т-2	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	4,80	48,00	+8	105	н/д
24.	ПС 110 кВ Завойко	Т-1	110/6	ТМНС-10000/110-ХЛ1	10	10.5	1,10	17,46	+8	105	н/д
25.		Т-2	110/35/6	ТДН-10000/110 У1	10	10.5	2,10	21,00	+8	105	н/д
26.	ПС 110 КВ Стройка	Т-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	2,10	33,33	+8	105	н/д
27.		Т-2	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	откл.	откл.	+8	105	н/д
28.	ПС 110 кВ КСИ	Т-1	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	10,60	42,40	+8	105	н/д
29.		Т-2	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	7,50	30,00	+8	105	н/д
30.		Т-3	110/10	ТРДН-40000/110-УХЛ	40	42	2,40	6,00	+8	105	н/д
31.	ПС 110 кВ Новая	Т-1	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	5,40	54,00	+8	105	н/д
32.		Т-2	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	2,70	27,00	+8	105	н/д
33.	ПС 110 кВ Дачная	Т-1	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	14,20	88,75	+8	105	н/д
34.		Т-2	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	откл.	откл.	+8	105	н/д
35.		Т-3	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	10,50	42,00	+8	105	н/д
36.	ПС 110 кВ Зеркальная	Т-1	110/6	ТРДН-40000/110	40	42	11,50	28,75	+8	105	н/д
37.		Т-2	110/6	ТРНДЦН 40000/25000/110/6	40/25	26.25	4,80	19,20	+8	105	н/д
38.	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.6	4,00	40,00	+8	105	н/д
39.		Т-2	110/6	ТДН-16000/110/6	16	16.8	1,50	9,38	+8	105	н/д
40.	ПС 110 кВ Океан	Т-1	110/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	3,40	34,00	+8	105	н/д
41.		Т-2	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.5	2,10	21,00	+8	105	н/д
42.	ПС 110 кВ Малки	Т-1	110/10	ТМ-2500/110/10	2,5	2.625	0,10	4,00	+8	105	н/д
43.	ПС 110 кВ Северная	Т-1	110/35/10	ТДТН-16000/110/10	16	16.8	1,50	9,38	+8	105	н/д
44.		Т-2	110/10	ТДН-25000/110 УХЛ1	25	26.25	2,80	11,20	+8	105	н/д

Загрузка (авто-)трансформаторов ПС 110 – 220 кВ в энергосистеме
в час зимнего максимума нагрузки 2019 года

Таблица 5.3

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование Т/АТ	Напряжение, кВ	Тип	$S_{гр}$, МВА	Длит. допут. нагр	$S_{нагр}$, МВА	ТНВ	$S_{нагр}/S_{гр}$, %	Коеф. доп нагр.	V нагр. пер.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Мутновская ГеоЭС	Т-1	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	22,7	56,8	-13	105	н/д
2.		Т-2	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	23,4	58,5	-13	105	н/д
3.	ПС 220 кВ Авача	АТ-1	220/110	АТДЦТН-63000/220ВМУ1	63	66.15	47,2	74,9	-13	105	н/д
4.		Т-2	110/35/10	ТДТН-40000/110У1	40	43	откл.	откл.	-13	105	н/д
5.	ПС 110 кВ Елизово	Т-1	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	22,2	88,8	-13	105	н/д
6.		Т-2	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	14,5	58,0	-13	105	н/д
7.		Т-3	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	13,6	54,4	-13	105	н/д
8.	ПС 110 кВ Мильково	Т-1	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	16	16.8	откл.	откл.	-13	105	н/д
9.		Т-2	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	16	16.8	5,2	39,4	-13	105	н/д
10.	ПС 110 кВ Апача	Т-1	110/6	ТДН-10000/110 У-1	10	10.5	0,5	5,0	-13	105	н/д
11.		Т-2	110/6	ТМН-2500/110	2,5	2.625	откл.	откл.	-13	105	н/д
12.		Т-3	10/6	ТМ-1600/10/6	1,6	1.68	откл.	откл.	-13	105	н/д
13.	ПС 110 кВ Кавалерская	Т-1	110/35/10	ТДТН-40 000/110-У1	40	42	3,1	31,0	-13	105	н/д
14.		Т-2	110/35/10	ТДТН-16 000/110/35-У1	16	16.8	откл.	откл.	-13	105	н/д
15.	ПС 110 кВ Сосновка	Т-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	0,1	1,6	-13	105	н/д
16.		Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/35/6	10	10.5	2,9	29,0	-13	105	н/д
17.		Т-3	110/35/10	ТДТН-10000/110/35/10	10	10.5	2,7	27,0	-13	105	н/д
18.	ПС 110 кВ Советская	Т-1	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	3,6	36,0	-13	105	н/д
19.		Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	3,0	30,0	-13	105	н/д
20.	ПС 110 кВ Приморская	Т-1	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	4,1	25,6	-13	105	н/д
21.		Т-2	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	1,8	11,3	-13	105	н/д

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
22.	ПС 110 кВ Краш-ва	Т-1	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	2,6	16,3	-13	105	н/д
23.		Т-2	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	5,3	53,0	-13	105	н/д
24.	ПС 110 кВ Завойко	Т-1	110/6	ТМНС-10000/110-ХЛ1	10	10.5	3,5	55,6	-13	105	н/д
25.		Т-2	110/35/6	ТДН-10000/110 У1	10	10.5	2,4	24,0	-13	105	н/д
26.	ПС 110 КВ Стройка	Т-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	2,5	39,7	-13	105	н/д
27.		Т-2	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	откл.	откл.	-13	105	н/д
28.	ПС 110 кВ КСИ	Т-1	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	17,1	68,4	-13	105	н/д
29.		Т-2	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	13,9	55,6	-13	105	н/д
30.		Т-3	110/10	ТРДН-40000/110-УХЛ1	40	42	4,9	12,3	-13	105	н/д
31.	ПС 110 кВ Новая	Т-1	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	8,4	52,5	-13	105	н/д
32.		Т-2	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	откл.	откл.	-13	105	н/д
33.	ПС 110 кВ Дачная	Т-1	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	7,7	48,1	-13	105	н/д
34.		Т-2	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	15,1	94,4	-13	105	н/д
35.		Т-3	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	6,6	26,4	-13	105	н/д
36.	ПС 110 кВ Зеркальная	Т-1	110/6	ТРДН-40000/110	40	42	9,7	24,3	-13	105	н/д
37.		Т-2	110/6	ТРНДЦН 40000/25000/110/6	40/25	26.25	14,8	59,2	-13	105	н/д
38.	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.6	4,2	42,0	-13	105	н/д
39.		Т-2	110/6	ТДН-16000/110/6	16	16.8	4,3	26,9	-13	105	н/д
40.	ПС 110 кВ Океан	Т-1	110/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	3,2	32,0	-13	105	н/д
41.		Т-2	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.5	4,2	42,0	-13	105	н/д
42.	ПС 110 кВ Малки	Т-1	110/10	ТМ-2500/110/10	2,5	2.625	0,3	12,0	-13	105	н/д
43.	ПС 110 кВ Северная	Т-1	110/35/10	ТДТН-16000/110/10	16	16.8	4,0	25,0	-13	105	н/д
44.		Т-2	110/10	ТДН-25000/110 УХЛ1	25	26.25	4,8	19,2	-13	105	н/д

Загрузка (авто-)трансформаторов ПС 110 – 220 кВ в энергосистеме
в час летнего максимума нагрузки 2019 года

Таблица 5.4

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование Т/АТ	Напряжение, кВ	Тип	S _{тр} , МВА	Длит. доп.т. нагр	S _{нагр} , МВА	ТНВ	S _{нагр} /S _{тр} , %	Коэф. доп нагр.	V нагр. пер.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Мутновская ГеоЭС	Т-1	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	22,4	56,0	+10	105	н/д
2.		Т-2	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	21,0	52,5	+10	105	н/д
3.	ПС 220 кВ Авача	АТ-1	220/110	АТДЦТН-63000/220ВМУ1	63	66.15	45,0	71,4	+10	105	н/д
4.		Т-2	110/35/10	ТДТН-40000/110У1	40	43	откл.	откл.	+10	105	н/д
5.	ПС 110 кВ Елизово	Т-1	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	19,7	78,8	+10	105	н/д
6.		Т-2	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	18,1	72,4	+10	105	н/д
7.		Т-3	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	откл.	откл.	+10	105	н/д
8.	ПС 110 кВ Мильково	Т-1	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	16	16.8	откл.	откл.	+10	105	н/д
9.		Т-2	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	16	16.8	3,8	23,8	+10	105	н/д
10.	ПС 110 кВ Апача	Т-1	110/6	ТДН-10000/110 У-1	10	10.5	0,4	4,0	+10	105	н/д
11.		Т-2	110/6	ТМН-2500/110	2,5	2.625	откл.	откл.	+10	105	н/д
12.		Т-3	10/6	ТМ-1600/10/6	1,6	1.68	откл.	откл.	+10	105	н/д
13.	ПС 110 кВ Кавалерская	Т-1	110/35/10	ТДТН-40 000/110-У1	40	42	2,7	27	+10	105	н/д
14.		Т-2	110/35/10	ТДТН-16 000/110/35-У1	16	16.8	откл.	откл.	+10	105	н/д
15.	ПС 110 кВ Сосновка	Т-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	0,1	1,6	+10	105	н/д
16.		Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/35/6	10	10.5	2,8	28,0	+10	105	н/д
17.		Т-3	110/35/10	ТДТН-10000/110/35/10	10	10.5	2,6	26,0	+10	105	н/д
18.	ПС 110 кВ Советская	Т-1	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	3,0	30,0	+10	105	н/д
19.		Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	2,0	20,0	+10	105	н/д
20.	ПС 110 кВ Приморская	Т-1	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	4,1	25,6	+10	105	н/д
21.		Т-2	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	1,3	8,1	+10	105	н/д

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
22.	ПС 110 кВ Краш-ва	Т-1	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	4,6	28,8	+10	105	н/д
23.		Т-2	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	4,0	40,0	+10	105	н/д
24.	ПС 110 кВ Завойко	Т-1	110/6	ТМНС-10000/110-ХЛ1	10	10.5	1,5	23,8	+10	105	н/д
25.		Т-2	110/35/6	ТДН-10000/110 У1	10	10.5	1,0	10,0	+10	105	н/д
26.	ПС 110 КВ Стройка	Т-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	2,4	38,1	+10	105	н/д
27.		Т-2	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	откл.	откл.	+10	105	н/д
28.	ПС 110 кВ КСИ	Т-1	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	12,9	51,6	+10	105	н/д
29.		Т-2	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	11,2	44,8	+10	105	н/д
30.		Т-3	110/10	ТРДН-40000/110-УХЛ	40	42	1,3	3,3	+10	105	н/д
31.	ПС 110 кВ Новая	Т-1	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	4,8	30,0	+10	105	н/д
32.		Т-2	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	2,1	13,1	+10	105	н/д
33.	ПС 110 кВ Дачная	Т-1	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	6,3	39,4	+10	105	н/д
34.		Т-2	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	8,4	52,5	+10	105	н/д
35.		Т-3	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	6,3	25,2	+10	105	н/д
36.	ПС 110 кВ Зеркальная	Т-1	110/6	ТРДН-40000/110	40	42	7,4	18,5	+10	105	н/д
37.		Т-2	110/6	ТРНДЦН 40000/25000/110/6	40/25	26.25	4,3	40,4	+10	105	н/д
38.	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.6	2,1	43,0	+10	105	н/д
39.		Т-2	110/6	ТДН-16000/110/6	16	16.8	2,1	13,1	+10	105	н/д
40.	ПС 110 кВ Океан	Т-1	110/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	3,4	34,0	+10	105	н/д
41.		Т-2	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.5	2,8	28,0	+10	105	н/д
42.	ПС 110 кВ Малки	Т-1	110/10	ТМ-2500/110/10	2,5	2.625	0,2	8,0	+10	105	н/д
43.	ПС 110 кВ Северная	Т-1	110/35/10	ТДТН-16000/110/10	16	16.8	1,8	11,3	+10	105	н/д
44.		Т-2	110/10	ТДН-25000/110 УХЛ1	25	26.25	3,9	15,6	+10	105	н/д

Загрузка (авто-)трансформаторов ПС 110 – 220 кВ в энергосистеме
в час зимнего максимума нагрузки 2020 года

Таблица 5.5

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование Т/АТ	Напряжение, кВ	Тип	$S_{гр}$, МВА	Длит. допут. нагр	$S_{нагр}$, МВА	ТНВ	$S_{нагр}/S_{гр}$, %	Коеф. доп нагр.	V нагр. пер.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Мутновская ГеоЭС	Т-1	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	26,4	66,0	-7	105	н/д
2.		Т-2	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	17,8	44,5	-7	105	н/д
3.	ПС 220 кВ Авача	АТ-1	220/110	АТДЦТН-63000/220ВМУ1	63	66.15	43,8	69,5	-7	105	н/д
4.		Т-2	110/35/10	ТДТН-40000/110У1	40	43	откл.	откл.	-7	105	н/д
5.	ПС 110 кВ Елизово	Т-1	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	23,7	94,8	-7	105	н/д
6.		Т-2	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	15,5	62,0	-7	105	н/д
7.		Т-3	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	15,6	62,4	-7	105	н/д
8.	ПС 110 кВ Мильково	Т-1	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	16	16.8	5,4	33,8	-7	105	н/д
9.		Т-2	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	16	16.8	6,3	39,4	-7	105	н/д
10.	ПС 110 кВ Апача	Т-1	110/6	ТДН-10000/110 У-1	10	10.5	0,6	6,0	-7	105	н/д
11.		Т-2	110/6	ТМН-2500/110	2,5	2.625	откл.	откл.	-7	105	н/д
12.		Т-3	10/6	ТМ-1600/10/6	1,6	1.68	откл.	откл.	-7	105	н/д
13.	ПС 110 кВ Кавалерская	Т-1	110/35/10	ТДТН-40 000/110-У1	40	42	откл.	откл.	-7	105	н/д
14.		Т-2	110/35/10	ТДТН-16 000/110/35-У1	16	16.8	4,3	26,9	-7	105	н/д
15.	ПС 110 кВ Сосновка	Т-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	0,1	1,6	-7	105	н/д
16.		Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/35/6	10	10.5	3,7	37,0	-7	105	н/д
17.		Т-3	110/35/10	ТДТН-10000/110/35/10	10	10.5	3,5	35,0	-7	105	н/д
18.	ПС 110 кВ Советская	Т-1	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	1,7	17,0	-7	105	н/д
19.		Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	1,3	13,0	-7	105	н/д
20.	ПС 110 кВ Приморская	Т-1	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	1,8	11,3	-7	105	н/д
21.		Т-2	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	4,6	28,8	-7	105	н/д

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
22.	ПС 110 кВ Краш-ва	Т-1	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	2,9	11,6	-7	105	н/д
23.		Т-2	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	4,6	18,4	-7	105	н/д
24.	ПС 110 кВ Завойко	Т-1	110/6	ТМНС-10000/110-ХЛ1	10	10.5	2,0	31,7	-7	105	н/д
25.		Т-2	110/35/6	ТДН-10000/110 У1	10	10.5	2,5	25,0	-7	105	н/д
26.	ПС 110 КВ Стройка	Т-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	2,6	41,3	-7	105	н/д
27.		Т-2	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	откл.	откл.	-7	105	н/д
28.	ПС 110 кВ КСИ	Т-1	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	15,4	61,6	-7	105	н/д
29.		Т-2	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	14,2	56,8	-7	105	н/д
30.		Т-3	110/10	ТРДН-40000/110-УХЛ1	40	42	5,4	13,5	-7	105	н/д
31.	ПС 110 кВ Новая	Т-1	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	2,2	13,8	-7	105	н/д
32.		Т-2	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	7,2	45,0	-7	105	н/д
33.	ПС 110 кВ Дачная	Т-1	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	8,1	50,6	-7	105	н/д
34.		Т-2	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	14,8	92,5	-7	105	н/д
35.		Т-3	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	12,0	48,0	-7	105	н/д
36.	ПС 110 кВ Зеркальная	Т-1	110/6	ТРДН-40000/110	40	42	10,4	26,0	-7	105	н/д
37.		Т-2	110/6	ТРНДЦН 40000/25000/110/6	40/25	26.25	11,3	45,2	-7	105	н/д
38.	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.6	2,4	24,0	-7	105	н/д
39.		Т-2	110/6	ТДН-16000/110/6	16	16.8	2,3	14,4	-7	105	н/д
40.	ПС 110 кВ Океан	Т-1	110/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	5,6	56,0	-7	105	н/д
41.		Т-2	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.5	2,3	23,0	-7	105	н/д
42.	ПС 110 кВ Малки	Т-1	110/10	ТМ-2500/110/10	2,5	2.625	0,2	8,0	-7	105	н/д
43.	ПС 110 кВ Северная	Т-1	110/35/10	ТДТН-16000/110/10	16	16.8	3,5	21,9	-7	105	н/д
44.		Т-2	110/10	ТДН-25000/110 УХЛ1	25	26.25	1,9	7,6	-7	105	н/д

Загрузка (авто-)трансформаторов ПС 110–220 кВ в энергосистеме
в час летнего максимума нагрузки 2020 года

Таблица 5.6

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование Т/АТ	Напряжение, кВ	Тип	$S_{гр}$, МВА	Длит. доп.т. нагр	$S_{нагр}$, МВА	ТНВ	$S_{нагр}/S_{гр}$, %	Коэф. доп. нагр.	V нагр. пер.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Мутновская ГеоЭС	Т-1	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	21,1	52,8	+15	105	н/д
2.		Т-2	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	22,1	55,3	+15	105	н/д
3.	ПС 220 кВ Авача	АТ-1	220/110	АТДЦТН-63000/220ВМУ1	63	66.15	43,6	69,2	+15	105	н/д
4.		Т-2	110/35/10	ТДТН-40000/110У1	40	43	откл.	откл.	+15	105	н/д
5.	ПС 110 кВ Елизово	Т-1	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	21,2	84,8	+15	105	н/д
6.		Т-2	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	9,4	37,6	+15	105	н/д
7.		Т-3	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	7,2	28,8	+15	105	н/д
8.	ПС 110 кВ Мильково	Т-1	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	16	16.8	откл.	откл.	+15	105	н/д
9.		Т-2	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	16	16.8	2,9	18,1	+15	105	н/д
10.	ПС 110 кВ Апача	Т-1	110/6	ТДН-10000/110 У-1	10	10.5	0,4	4,0	+15	105	н/д
11.		Т-2	110/6	ТМН-2500/110	2,5	2.625	откл.	откл.	+15	105	н/д
12.		Т-3	10/6	ТМ-1600/10/6	1,6	1.68	откл.	откл.	+15	105	н/д
13.	ПС 110 кВ Кавалерская	Т-1	110/35/10	ТДТН-40 000/110-У1	40	42	7,6	76	+15	105	н/д
14.		Т-2	110/35/10	ТДТН-16 000/110/35-У1	16	16.8	откл.	откл.	+15	105	н/д
15.	ПС 110 кВ Сосновка	Т-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	0,1	1,6	+15	105	н/д
16.		Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/35/6	10	10.5	2,8	28,0	+15	105	н/д
17.		Т-3	110/35/10	ТДТН-10000/110/35/10	10	10.5	2,7	27,0	+15	105	н/д
18.	ПС 110 кВ Советская	Т-1	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	0,6	6,0	+15	105	н/д
19.		Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	0,9	9,0	+15	105	н/д
20.	ПС 110 кВ Приморская	Т-1	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	3,0	12,0	+15	105	н/д
21.		Т-2	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	2,8	11,2	+15	105	н/д

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
22.	ПС 110 кВ Краш-ва	Т-1	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	2,8	11,2	+15	105	н/д
23.		Т-2	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	2,9	11,6	+15	105	н/д
24.	ПС 110 кВ Завойко	Т-1	110/6	ТМНС-10000/110-ХЛ1	10	10.5	1,2	19,0	+15	105	н/д
25.		Т-2	110/35/6	ТДН-10000/110 У1	10	10.5	1,2	12,0	+15	105	н/д
26.	ПС 110 КВ Стройка	Т-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	1,6	25,4	+15	105	н/д
27.		Т-2	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	откл.	откл.	+15	105	н/д
28.	ПС 110 кВ КСИ	Т-1	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	7,4	29,6	+15	105	н/д
29.		Т-2	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	10,3	41,2	+15	105	н/д
30.		Т-3	110/10	ТРДН-40000/110-УХЛ	40	42	3,5	8,8	+15	105	н/д
31.	ПС 110 кВ Новая	Т-1	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	3,1	19,4	+15	105	н/д
32.		Т-2	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	4,1	25,6	+15	105	н/д
33.	ПС 110 кВ Дачная	Т-1	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	5,9	36,9	+15	105	н/д
34.		Т-2	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	8,8	55,0	+15	105	н/д
35.		Т-3	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	8,0	32,0	+15	105	н/д
36.	ПС 110 кВ Зеркальная	Т-1	110/6	ТРДН-40000/110	40	42	7,8	19,5	+15	105	н/д
37.		Т-2	110/6	ТРНДЦН 40000/25000/110/6	40/25	26.25	9,8	39,2	+15	105	н/д
38.	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.6	3,7	37,0	+15	105	н/д
39.		Т-2	110/6	ТДН-16000/110/6	16	16.8	2,1	13,1	+15	105	н/д
40.	ПС 110 кВ Океан	Т-1	110/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	3,4	34,0	+15	105	н/д
41.		Т-2	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.5	2,2	22,0	+15	105	н/д
42.	ПС 110 кВ Малки	Т-1	110/10	ТМ-2500/110/10	2,5	2.625	0,2	8,0	+15	105	н/д
43.	ПС 110 кВ Северная	Т-1	110/35/10	ТДТН-16000/110/10	16	16.8	3,2	20,0	+15	105	н/д
44.		Т-2	110/10	ТДН-25000/110 УХЛ1	25	26.25	2,8	11,2	+15	105	н/д

Загрузка (авто-)трансформаторов ПС 110–220 кВ в энергосистеме
в час зимнего максимума нагрузки 2021 года

Таблица 5.7

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование Т/АТ	Напряжение, кВ	Тип	$S_{тр}$, МВА	Длит. доп. нагр	$S_{нагр}$, МВА	ТНВ	$S_{нагр}/S_{тр}$, %	Коэф. доп нагр.	V нагр. пер.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Мутновская ГеоЭС	Т-1	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	22,0	55,0	-10	105	н/д
2.		Т-2	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	21,7	54,3	-10	105	н/д
3.	ПС 220 кВ Авача	АТ-1	220/110	АТДЦТН- 63000/220ВМУ1	63	66.15	43,3	68,7	-10	105	н/д
4.		Т-2	110/35/10	ТДТН-40000/110У1	40	43	откл.	откл.	-10	105	н/д
5.	ПС 110 кВ Елизово	Т-1	110/35/10	ТДТН- 25000/110/35/10	25	26.25	13,8	55,2	-10	105	н/д
6.		Т-2	110/35/10	ТДТН- 25000/110/35/10	25	26.25	6,8	27,2	-10	105	н/д
7.		Т-3	110/35/10	ТДТН- 25000/110/35/10	25	26.25	0,1	0,4	-10	105	н/д
8.	ПС 110 кВ Мильково	Т-1	110/35/10	ТДТН- 16000/110/35/10	16	16.8	откл.	откл.	-10	105	н/д
9.		Т-2	110/35/10	ТДТН- 16000/110/35/10	16	16.8	откл.	откл.	-10	105	н/д
10.	ПС 110 кВ Апача	Т-1	110/6	ТДН-10000/110 У-1	10	10.5	откл.	откл.	-10	105	н/д
11.		Т-2	110/6	ТМН-2500/110	2,5	2.625	0,5	20,0	-10	105	н/д
12.		Т-3	10/6	ТМ-1600/10/6	1,6	1.68	откл.	откл.	-10	105	н/д
13.	ПС 110 кВ Кавалерская	Т-1	110/35/10	ТДТН-40 000/110-У1	40	42	0,3	0,8	-10	105	н/д
14.		Т-2	110/35/10	ТДТН-16 000/110/35- У1	16	16.8	откл.	откл.	-10	105	н/д
15.	ПС 110 кВ Сосновка	Т-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	0,7	11,1	-10	105	н/д
16.		Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/35/6	10	10.5	1,0	10,0	-10	105	н/д
17.		Т-3	110/35/10	ТДТН- 10000/110/35/10	10	10.5	2,5	25,0	-10	105	н/д
18.	ПС 110 кВ	Т-1	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	2,4	24,0	-10	105	н/д

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
19.	Советская	Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	2,0	20,0	-10	105	н/д
20.	ПС 110 кВ Приморская	Т-1	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	0,9	5,6	-10	105	н/д
21.		Т-2	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	1,5	9,4	-10	105	н/д
22.	ПС 110 кВ Краш- ва	Т-1	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	2,9	11,6	-10	105	н/д
23.		Т-2	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	5,3	21,2	-10	105	н/д
24.	ПС 110 кВ Завойко	Т-1	110/6	ТМНС-10000/110- ХЛ1	10	10.5	4,3	43,0	-10	105	н/д
25.		Т-2	110/35/6	ТДН-10000/110 У1	10	10.5	откл.	откл.	-10	105	н/д
26.	ПС 110 кВ Стройка	Т-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	откл.	откл.	-10	105	н/д
27.		Т-2	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	2,8	44,4	-10	105	н/д
28.	ПС 110 кВ КСИ	Т-1	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	56,0	48,4	-10	105	н/д
29.		Т-2	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	54,4	69,6	-10	105	н/д
30.		Т-3	110/10	ТРДН-40000/110- УХЛ	40	42	12,8	23,0	-10	105	н/д
31.	ПС 110 кВ Новая	Т-1	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	21,9	20,0	-10	105	н/д
32.		Т-2	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	43,1	34,4	-10	105	н/д
33.	ПС 110 кВ Дачная	Т-1	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	9,4	58,8	-10	105	н/д
34.		Т-2	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	12,7	79,4	-10	105	н/д
35.		Т-3	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	11,9	47,6	-10	105	н/д
36.	ПС 110 кВ Зеркальная	Т-1	110/6	ТРДН-40000/110	40	42	12,2	30,5	-10	105	н/д
37.		Т-2	110/6	ТРНДЦН 40000/25000/110/6	40/25	26.25	12,3	49,2	-10	105	н/д
38.	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.6	5,2	52,0	-10	105	н/д
39.		Т-2	110/6	ТДН-16000/110/6	16	16.8	2,0	12,5	-10	105	н/д
40.	ПС 110 кВ Океан	Т-1	110/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	4,7	47,0	-10	105	н/д
41.		Т-2	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.5	3,2	32,0	-10	105	н/д
42.	ПС 110 кВ Малки	Т-1	110/10	ТМ-2500/110/10	2,5	2.625	0,2	8,0	-10	105	н/д
43.	ПС 110 кВ Северная	Т-1	110/35/10	ТДТН-16000/110/10	16	16.8	3,4	21,3	-10	105	н/д
44.		Т-2	110/10	ТДН-25000/110 УХЛ1	25	26.25	1,9	7,6	-10	105	н/д

Загрузка (авто-)трансформаторов ПС 110 – 220 кВ в энергосистеме
в час летнего максимума нагрузки 2021 года

Таблица 5.8

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование Т/АТ	Напряжение, кВ	Тип	S _{тр} , МВА	Длит. допут. нагр	S _{нагр} , МВА	ТНВ	S _{нагр} /S _{тр} , %	Коэф. доп нагр.	V нагр. пер.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Мутновская ГеоЭС	Т-1	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	22,0	55,0	+15	105	н/д
2.		Т-2	220/110	ТРДН-40000/230-У1	40	42	21,7	54,3	+15	105	н/д
3.	ПС 220 кВ Авача	АТ-1	220/110	АТДЦТН-63000/220ВМУ1	63	66.15	43,3	68,7	+15	105	н/д
4.		Т-2	110/35/10	ТДТН-40000/110У1	40	43	откл.	откл.	+15	105	н/д
5.	ПС 110 кВ Елизово	Т-1	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	8,9	35,6	+15	105	н/д
6.		Т-2	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	5,3	21,2	+15	105	н/д
7.		Т-3	110/35/10	ТДТН-25000/110/35/10	25	26.25	0,2	0,8	+15	105	н/д
8.	ПС 110 кВ Мильково	Т-1	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	16	16.8	откл.	откл.	+15	105	н/д
9.		Т-2	110/35/10	ТДТН-16000/110/35/10	16	16.8	откл.	откл.	+15	105	н/д
10.	ПС 110 кВ Апача	Т-1	110/6	ТДН-10000/110 У-1	10	10.5	откл.	откл.	+15	105	н/д
11.		Т-2	110/6	ТМН-2500/110	2,5	2.625	0,3	12,0	+15	105	н/д
12.		Т-3	10/6	ТМ-1600/10/6	1,6	1.68	0.46	28,0	+15	105	н/д
13.	ПС 110 кВ Кавалерская	Т-1	110/35/10	ТДТН-40 000/110-У1	40	42	откл.	откл.	+15	105	н/д
14.		Т-2	110/35/10	ТДТН-16 000/110/35-У1	16	16.8	0,2	1,3	+15	105	н/д
15.	ПС 110 кВ Сосновка	Т-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	откл.	откл.	+15	105	н/д
16.		Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/35/6	10	10.5	0,9	9,0	+15	105	н/д
17.		Т-3	110/35/10	ТДТН-10000/110/35/10	10	10.5	1,7	17,0	+15	105	н/д
18.	ПС 110 кВ Советская	Т-1	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	1,4	14,0	+15	105	н/д
19.		Т-2	110/35/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	0,5	5,0	+15	105	н/д
20.	ПС 110 кВ Приморская	Т-1	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	1,4	8,8	+15	105	н/д
21.		Т-2	110/35/6	ТДТН-16000/110/6	16	16.8	1,4	8,8	+15	105	н/д

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
22.	ПС 110 кВ Краш-ва	Т-1	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	1,9	7,6	+15	105	н/д
23.		Т-2	110/35/6	ТДТН-25000/110/6	25	26.25	2,8	11,2	+15	105	н/д
24.	ПС 110 кВ Завойко	Т-1	110/6	ТМНС-10000/110-ХЛ1	10	10.5	откл.	откл.	+15	105	н/д
25.		Т-2	110/35/6	ТДН-10000/110 У1	10	10.5	2,5	25,0	+15	105	н/д
26.	ПС 110 КВ Стройка	Т-1	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	откл.	откл.	+15	105	н/д
27.		Т-2	110/6	ТМН-6300/110/6	6,3	6.615	2,5	39,7	+15	105	н/д
28.	ПС 110 кВ КСИ	Т-1	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	10,6	42,4	+15	105	н/д
29.		Т-2	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	9,9	39,6	+15	105	н/д
30.		Т-3	110/10	ТРДН-40000/110-УХЛ	40	42	3,3	8,3	+15	105	н/д
31.	ПС 110 кВ Новая	Т-1	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	1,9	11,9	+15	105	н/д
32.		Т-2	110/10	ТДН-16000/110-УХЛ1	16	16.8	4,2	26,3	+15	105	н/д
33.	ПС 110 кВ Дачная	Т-1	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	5,7	35,6	+15	105	н/д
34.		Т-2	110/10	ТДН-16000/110/10	16	16.8	9,9	61,9	+15	105	н/д
35.		Т-3	110/10	ТРДН-25000/110/10	25	26.25	5,8	23,2	+15	105	н/д
36.	ПС 110 кВ Зеркальная	Т-1	110/6	ТРДН-40000/110	40	42	8,3	20,8	+15	105	н/д
37.		Т-2	110/6	ТРНДЦН 40000/25000/110/6	40/25	26.25	8,5	34,0	+15	105	н/д
38.	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.6	3,9	39,0	+15	105	н/д
39.		Т-2	110/6	ТДН-16000/110/6	16	16.8	1,3	8,1	+15	105	н/д
40.	ПС 110 кВ Океан	Т-1	110/6	ТДТН-10000/110/6	10	10.5	4,0	40,0	+15	105	н/д
41.		Т-2	110/6	ТДН-10000/110/6	10	10.5	0,9	9,0	+15	105	н/д
42.	ПС 110 кВ Малки	Т-1	110/10	ТМ-2500/110/10	2,5	2.625	0,2	8,0	+15	105	н/д
43.	ПС 110 кВ Северная	Т-1	110/35/10	ТДТН-16000/110/10	16	16.8	3,1	19,4	+15	105	н/д
44.		Т-2	110/10	ТДН-25000/110 УХЛ1	25	26.25	откл.	откл.	+15	105	н/д

Перечень необходимых мероприятий по развитию электросетевого комплекса в Камчатском крае

№	Наименование энергоузла	Наименование мероприятия	Наименование объекта	Год реализации и мероприятия	Технические характеристики		Итого		Исполнитель	Обоснование необходимости реализации мероприятия	Полная стоимость реализации мероприятия, млн руб. (без НДС)
					до реконструкции ВЛ, км ПС, МВА	после реконструкции ВЛ, км ПС, МВА	км	МВА			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Обеспечение технологического присоединения потребителей										
1.1	35 кВ										
1.1.1	Средне-Камчатский	Строительство ТП 35/0,4 кВ, ВЛ-35 кВ для технологического присоединения к электрическим сетям объекта: комплекс объектов туристического назначения	-	2023	-	1x0,25 МВА 14,5 км	14,5	0,25	АО «ЮЭСК»	Обеспечение технологического присоединения	47,90
1.1.2	Средне-Камчатский	Строительство ТП 35/0,4 кВ, ВЛ-35 кВ для технологического присоединения к электрическим сетям объекта «Туристической базы»	-	2023	-	1x0,25 МВА 37 км	37	0,25	АО «ЮЭСК»	Обеспечение технологического присоединения	75,83
1.1.3	Усть-Камчатский	Реконструкция «Сооружения высоковольтная линия 35 кВ ДЭС-21 с Крутоберегово с ОРУ 6/35 ДЭС-21 п. Усть-Камчатск» с установкой ТМ 6300-35/6 кВ	ПС 35 кВ Демби	2023	1x1 МВА 1x6,3 МВА	1x1 МВА 1x6,3 МВА 1x6,3 МВА	-	13,6	АО «ЮЭСК»	Обеспечение технологического присоединения	12,63
1.1.4	Усть-Камчатский	Реконструкция в ОРУ-35 кВ ДЭС-23 с установкой дополнительного трансформатора мощностью 10000 кВА 6/35	ОРУ-35 кВ ДЭС-23	2023	1x6,3 МВА	1x10 МВА	-	10	АО «ЮЭСК»	Обеспечение технологического присоединения	27,98

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.1.5	Усть-Камчатский	Замена на ПС 35/10 «Погодная» п. Усть-Камчатск силового трансформатора 1000 кВА на трансформатор 2500 кВА	ПС 35/10 Погодная	2023	1x1 МВА	1x2,5	-	2,5	АО «ЮЭСК»	Обеспечение технологического присоединения	11,79
1.1.6	Усть-Камчатский	Строительство ТП с двумя ТМ 400 кВА и строительство 2 КЛ для тех. присоединения объектов АО «Корякэнерго»	-	2025	-	2x0,8 МВА 1,7 км	1,7	1,6	АО «ЮЭСК»	Обеспечение технологического присоединения	14,42
1.1.7	Ключевской	Установка ТП, строительство ВЛ-35 кВ, строительство ВЛ-0,4 кВ, установка ЩУ-0,4 кВ для технологического присоединения к электрическим сетям охотничьего хозяйства ООО «Утгард»	-	2024	-	1x0,25 МВА 3,5 км	3,5	0,25	АО «ЮЭСК»	Обеспечение технологического присоединения	27,89
1.1.8	Оссорский	Строительство ВЛ-6 кВ протяженностью 3,5 км для подключения СЭС п. Оссора	-	2024	-	3,5 км	3,5	-	АО «ЮЭСК»	Обеспечение технологического присоединения	23,83
1.1.9	Соболевский	Реконструкция объекта «Сооружение ВЛ-35 кВ с. Соболево-с. Устьевое с п/ст Соболево-п/ст Устьевое» с заменой 2-х ТМ 1000 кВА 35/6 на 2 ТМ 2500 кВА 35/6 на ПС «Соболево» 35/6 кВ и заменой 2-х ТМ 1000 кВА 35/10 на 2 ТМ 2500 кВА 35/10 на ПС «Устьевое» 35/10	ПС 35 кВ Соболево	2023	1x1 МВА 1x1,6 МВА	2x2,5 МВА	-	5	АО «ЮЭСК»	Обеспечение технологического присоединения	102,58
			ПС 35/10 Устьевое		2x1 МВА	2x2,5 МВА		5			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.2	Итого для обеспечения технологического присоединения потребителей, в т.ч.:				19,2 МВА	60,2 км 38,45 МВА	60,2	38,45			344,85
1.3	110 кВ				-	-	-	-			-
1.4	35 кВ				19,2 МВА	60,2 км 38,45 МВА	60,2	38,45			344,85
2.	Обеспечение надежности энергоснабжения										
2.1	35 кВ										
2.1.1	Средне-Камчатский	Реконструкция объекта «сооружение высоковольтная линия 35 кВ-мГЭС-7 ПС «Крапивная» - ПС «Атласово» с ПС Атласово» с заменой трансформатора на ТМ-1000 кВА 35/10 кВ на ТМ 1600 кВА 35/6 кВ на ПС «Атласово» и заменой ТМ 250 кВА на ТМ 630 кВА и установкой резервного трансформатора ТМ 630 кВА	ПС Атласово	2024	1x1 МВА 1x1,6 МВА 1x0,25 МВА	1x1,6 МВА 1x1,6 МВА 2x0,63 МВА	-		АО «ЮЭСК»	Обеспечение надежного энергоснабжения	18,7
2.1.2	Средне-Камчатский	Строительство ВЛ-35 кВ п. Атласово – с. Долиновка	ВЛ-35 кВ п. Атласово – с. Долиновка	2026-2028	-	47 км	47 км	-	АО «ЮЭСК»	Обеспечение надежного энергоснабжения	232,39
2.2	Итого для обеспечения надежности энергоснабжения, в т.ч.:				96,9 км 34,1 МВА	96,9 км 40,08 МВА	96,9 км	40,08			251,09
2.2.1	110 кВ				-	-	-	-			0,00
2.2.2	35 кВ				96,9 км 34,1 МВА	96,9 км 40,08 МВА	96,9 км	40,08			251,09
3.	Итого в изолированных энергоузлах, в т.ч.:				96,9 км 53,3 МВА	157,1 км 78,53 МВА	157,1	78,53			595,94
3.1	110 кВ				-	-	-	-			
3.2	35 кВ				96,9 км 53,3 МВА	157,1 км 78,53 МВА	157,1	78,53			

Перечень необходимых мероприятий по вводу/выводу генерирующего оборудования в изолированных энергоузлах
Камчатского края

№	Место расположения	Наименование объекта	Год реализации мероприятия	Технические характеристики			Итого МВт	Исполнитель	Обоснование необходимости строительства
				до реализации мероприятия МВт	ввод оборудования	вывод оборудования			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Новое строительство								
1.1.	п. Усть- Камчатск	ВЭУ	2023	0	0,3	-	0,3	АО «ЮЭСК»	Замещение дизельной генерации
1.2.	с. Долиновка	ДЭС-19 (солнечная электростанция)	2023	0	0,1	-	0,1	АО «ЮЭСК»	Замещение дизельной генерации от источника ВИЭ (солнечная электростанция)
2.	Техническое перевооружение								
2.1.	с. Соболево	ГДЭС-7	2023	5,67	0,9	-	6,57	АО «ЮЭСК»	Рост нагрузки. Отработка паркового ресурса газовых генераторов
2.2.	с. Соболево	ГДЭС-7	2024	6,57	1,8	1,145	7,225	АО «ЮЭСК»	Рост нагрузки. Отработка паркового ресурса газовых генераторов
2.3.	с. Соболево	ГДЭС-7	2025	7,225	0,9	1,145	6,98	АО «ЮЭСК»	Рост нагрузки. Отработка паркового ресурса газовых генераторов

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4.	с. Долиновка	ДЭС-19	2023	0,715	0,5	-	1,215	АО «ЮЭСК»	Рост нагрузки. Отработка паркового ресурса ДГ
2.5.	с. Слаутное	ДЭС-1	2023	0,487	0,5	-	0,987	АО «ЮЭСК»	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ Рост нагрузки
2.6.	с. Слаутное	ДЭС-1	2026	0,987	0,34	0,487	0,84	АО «ЮЭСК»	Неудовлетворительное состояние здания ДЭС. Отработка паркового ресурса ДГ Рост нагрузки
2.7.	с. Воямполка	ДЭС-29	2025	0,3	0,5	0,3	0,5	АО «ЮЭСК»	Отработка паркового ресурса ДГ Рост нагрузки
2.8.	с. Таловка	ДЭС-26	2025	0,561	0,72	0,561	0,72	АО «ЮЭСК»	Отработка паркового ресурса ДГ Рост нагрузки
2.9.	с. Парень	ДЭС-28	2025	0,136	0,048	0,136	0,048	АО «ЮЭСК»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.10.	с. Аянка	ДЭС-15	2026	0,774	0,72	0,774	0,72	АО «ЮЭСК»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.11.	с. Оклан	ДЭС-27	2026	0,13	0,128	0,13	0,128	АО «ЮЭСК»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.12.	с. Тигиль	ДЭС-11	2026	4,8	1	0,8	5	АО «ЮЭСК»	Отработка паркового ресурса ДГ

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.13.	С. Тигиль	ДЭС-11	2027	5	1	1,1	4,9	АО «ЮЭСК»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.14.	с. Никольское	ДЭС-17	2026	2,26	0,96	0,876	2,344	АО «ЮЭСК»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.15.	с. Каменское	ДЭС-9	2026	1,2	0,96	0,96	1,2	АО «ЮЭСК»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.16.	п. Крутогоровский	ГДЭС-21	2024	2,34	0,64	0,5	2,48	АО «Корякэнерго»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.17.	с. Пахачи	ДЭС водозабор	2026	0,34	0,144	0,1	0,384	АО «Корякэнерго»	Увеличение роста нагрузок
2.18.	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	2025	1,3	0,64	0,4	1,54	АО «Корякэнерго»	Увеличение роста нагрузок
2.19.	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	2027	1,54	0,64	0,22	1,96	АО «Корякэнерго»	Технологическое присоединение, увеличение роста нагрузок
2.20	с. Средние Пахачи	ДЭС-16	2027	1,96	0,275	0,22	2,015	АО «Корякэнерго»	Технологическое присоединение, увеличение роста нагрузок
2.21	п. Ичинский	ДЭС-22	2027	0,24	0,08	0,08	0,24	АО «Корякэнерго»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.22.	с. Тымлат	ДЭС-23	2023	1,32	0,64	0,4	1,56	АО «Корякэнерго»	Технологическое присоединение, увеличение роста нагрузок

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.23.	с. Тымлат	ДЭС-23	2027	1,56	0,275	0,25	1,585	АО «Корякэнерго»	Технологическое присоединение, увеличение роста нагрузок
2.24.	с. Ильпырский	ДЭС-25	2027	0,82	0,3	0,22	0,9	АО «Корякэнерго»	Увеличение роста нагрузок
2.25.	с. Хаилино	ДЭС-26	2023	2,08	0,64	0,64	2,08	АО «Корякэнерго»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.26.	с. Хаилино	ДЭС-26	2025	2,08	0,64	0,64	2,08	АО «Корякэнерго»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.27.	с. Хаилино	ДЭС-26	2026	2,08	0,4	0,4	2,08	АО «Корякэнерго»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.28.	с. Ачайваям	ДЭС-27	2026	0,62	0,46	0	1,08	АО «Корякэнерго»	Технологическое присоединение
2.29.	с. Вывенка	ДЭС-28	2023	1,74	1,28	0,54	2,48	АО «Корякэнерго»	Увеличение роста нагрузок
2.30.	с. Верхнее Хайрюзово	ДЭС-29	2025	0,24	0,08	0	0,32	АО «Корякэнерго»	Технологическое присоединение, увеличение роста нагрузок
2.31.	с. Хайрюзово	ДЭС-29	2027	0,32	0,08	0,08	0,32	АО «Корякэнерго»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.32.	с. Усть-Хайрюзово	ДЭС-5	2023	5,43	1,2	0,63	6	АО «Корякэнерго»	Технологическое присоединение, увеличение роста нагрузок

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.33.	с. Усть-Хайрюзово	ДЭС-5	2026	6	1,2	1,2	6	АО «Корякэнерго»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.34.	с. Усть-Хайрюзово	ДЭС-5	2027	6	1,2	1,2	6	АО «Корякэнерго»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.35.	с. Таежный	ДЭС-6	2024	0,24	0,08	0,08	0,24	АО «Корякэнерго»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.36.	с. Апука	ДЭС-7	2023	1,34	0,36	0,3	1,4	АО «Корякэнерго»	Технологическое присоединение, увеличение роста нагрузок
2.37.	с. Апука	ДЭС-7	2023	1,4	0,145	0,104	1,441	АО «Корякэнерго»	Увеличение роста нагрузок
2.38.	с. Апука	ДЭС-7	2026	1,441	0,08	0,048	1,473	АО «Корякэнерго»	Технологическое присоединение
2.39.	с. Ильпырьский	ДЭС-водозабор	2024	0,82	0,048	0,048	0,82	АО «Корякэнерго»	Отработка паркового ресурса ДГ
2.40.	с. Усть-Вывенка	мДЭС	2023	0,3	0,145	0,14	0,305	АО «Корякэнерго»	Увеличение роста нагрузок
3.	Итого			80,366	23,048	16,854	86,56		