



РАСПОРЯЖЕНИЕ ГУБЕРНАТОРА КАМЧАТСКОГО КРАЯ

30.04.2019 № 555-Р

г. Петропавловск-Камчатский

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

утвердить Схему и программу развития электроэнергетики Камчатского края на 2019 – 2023 годы согласно приложению к настоящему распоряжению.



ГУБЕРНАТОР КАМЧАТСКОГО КРАЯ В.И. ИЛЮХИН

Схема и программа развития электроэнергетики Камчатского края на 2019-2023 годы

1. Общая характеристика Камчатского края

Камчатский край – субъект Российской Федерации, который был образован 1 июля 2007 года в результате объединения Камчатской области и Корякского автономного округа.

Камчатский край расположен на крайнем северо-востоке России, на полуострове Камчатка, Карагинском и Командорских островах. Территория края составляет 464,3 тыс. км² (2,8 % от площади Российской Федерации). С севера на юг край простирается почти на 1600 км. Территория края омывается Тихим океаном, Охотским и Беринговым морями.

Климат Камчатского края океанический, относительно мягкий, с большим количеством осадков – до 2000 мм/год (высота снежного покрова достигает 2,5-5,0 м), длительным безморозным периодом – до 140 дней. Средняя многолетняя температура воздуха в январе составляет минус 6,4 °С, в июле плюс 13 °С. Западной половине полуострова Камчатка, обращенной к холодному Охотскому морю, свойственен более суровый климат, чем восточной, на которую оказывает обогревающее воздействие Тихий океан. Восточная часть полуострова характеризуется высокой сейсмичностью, избытком океанических климатических циклонов, большим количеством осадков, зоной активного вулканизма (43 действующих вулкана расположены вдоль восточного побережья Камчатки).

Освоено и используется не более 10% территории полуострова.

Численность постоянного населения Камчатского края по состоянию на 01.01.2019 года составляет 314,870 тыс. человек (0,2 % от численности населения России). Плотность населения – 0,7 чел./км², при этом население размещено по территории края очень неравномерно – от 0,02 человека на 1 км² в Пенжинском районе, до 586 человека на 1 км² – в г. Елизово. Большинство населения проживает в городах Петропавловск-Камчатский, Елизово, Вилучинск и долинах рек Авача и Камчатка. В Камчатском крае преобладает городское население, его доля составляет 78,4 %, сельского населения – 21,6 %.

Административным центром Камчатского края является город Петропавловск-Камчатский с населением 180,4 тыс. человек.

В состав Камчатского края входят 66 муниципальных образований, в том числе 3 городских округа (Петропавловск-Камчатский, Вилючинский и городской округ «поселок Палана»), 11 муниципальных районов, 5 городских поселений и 47 сельских поселений.

Крупные населенные пункты Камчатского края, численность постоянно проживающего населения которых составляет 1 % и более от общей численности населения края:

- г. Петропавловск-Камчатский (180,4 тыс. чел.);
- г. Елизово (39,2 тыс. чел.); 39,2
- г. Вилючинск (21,97 тыс. чел.);
- с. Мильково (9,6 тыс. чел.);
- п. Ключи (5,69 тыс. чел.);
- с. Усть-Камчатск (4,6 тыс. чел.);
- г.о. «п. Палана» (2,9 тыс. чел.).

Остальные населенные пункты Камчатского края имеют численность населения менее 3,0 тыс. человек.

Основные виды экономической деятельности Камчатского края, исходя из ВРП: обеспечение социально-экономического проживания населения; обеспечение военной безопасности РФ; производство и распределение электрической энергии, газа, воды; рыбная промышленность, добыча полезных ископаемых и сельское хозяйство.

Рыбная отрасль является основным звеном в хозяйственной структуре Камчатского края, имеет сложный состав и многоотраслевую структуру. Кроме рыбодобычи, рыбопереработки, изучения, охраны и воспроизводства рыбных ресурсов она включает в себя целый ряд вспомогательных и обслуживающих отраслей, а также институты производственной и социальной инфраструктуры. Наиболее важным из них являются судоремонт, строительство, транспорт, тарное и сетеснастное производство.

Кроме того, рыбохозяйственная отрасль является градо- и поселкообразующей отраслью региона, одним из основных источников занятости населения, источником пополнения краевого бюджета, а также играет важную роль в обеспечении населения края и других регионов страны экологически чистой и высококачественной рыбной продукцией.

В промысловых районах, прилегающих к полуострову добываются 5 видов тихоокеанских лососей и более сорока видов морских объектов. Практически все реки на территории Камчатского края имеют рыбохозяйственное значение, обеспечивая нерестовый фонд тихоокеанских лососей и других видов рыб.

Основой рыбной отрасли является добывающий флот: это более 650 крупно-, средне- и малотоннажных рыбодобывающих судов.

На сегодняшний день в Камчатском крае функционируют свыше 500 предприятий, ведущих рыбохозяйственную деятельность, из которых около 220 осуществляют вылов водных биологических ресурсов.

В крае построено и действует более 190 рыбоперерабатывающих заводов с круглогодичным либо сезонным производственным циклом, из которых 17 осуществляют выпуск рыбных консервов.

Развитие минерально-сырьевой отрасли Камчатского края обусловлено наличием в регионе природно-ресурсного потенциала: месторождений благородных, цветных и черных металлов, а также нерудных полезных ископаемых.

На территории Камчатского края государственным балансом учтены 63 месторождения золота, 5 месторождений платиноидов и одно титаномагнетитовое месторождение, расположенное в пределах Петропавловск-Камчатского городского округа на песках берега Тихого океана, включенное в реестр баланса в 2015 году. В 2006 году началась промышленная добыча золота на Агинском месторождении, в 2011 году - на Асачинском месторождении. На Аметистовом золоторудном месторождении в сентябре 2015 года введена в эксплуатацию золотоизвлекающая фабрика горно-обогатительного комбината.

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

Энергоресурс 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.

Минерально-сырьевая база Камчатского края характеризуется наличием широкого спектра полезных ископаемых: энергетическое сырьё, сырьё для горнорудной и химической промышленности, строительные материалы, подземные воды.

Территориальным балансом запасов полезных ископаемых Камчатского края учтено 344 месторождения, в том числе: газа горючего – 4, твёрдых горючих полезных ископаемых – 113 (угля – 7, торфа – 106), теплоэнергетических вод – 16, благородных металлов – 70 (в том числе: 64 золото-серебряных, 6 – платиноидов), цветных металлов – 4, пресных подземных вод – 43, минеральных вод – 3, общераспространенных полезных ископаемых – 81, титано-магнетитовых песков – 1, ювелирно-поделочных камней – 4, серы – 1, перлита и обсидиана – 2, цеолитизированных туфов – 1, красок минеральных – 1.

Деятельность в сфере недропользования в Камчатском крае осуществляют 90 предприятий (без учёта организаций, эксплуатирующих одиночные водозаборы на пресные подземные воды и участки недр, не связанные с добычей полезных ископаемых), на которых трудоустроено порядка 4,0 тыс. человек.

Энергетические ресурсы недр Камчатки представлены запасами и прогнозными ресурсами газа, каменного и бурого угля, теплоэнергетических вод и парогидротерм, торфа, прогнозными ресурсами нефти.

По данным Всероссийского научно-исследовательского геологоразведочного института газа и нефти, ресурсы природного газа и жидких углеводородов Камчатского края, без учета шельфовых зон, составляют соответственно 719 млрд м³ и 924 млн т.

Твердое топливо в Камчатском крае представлено месторождениями каменных и бурых углей. По состоянию на 01.01.2016 в крае учитываются 7 месторождений угля, из них 4 каменного и 3 бурого угля. Общие балансовые запасы каменного угля категорий А+В+С1 составляют 98545,21 тыс. т, бурого категорий А+В+С1 – 12553,75 тыс. т.

Территориальным балансом запасов полезных ископаемых учтены 16 месторождений теплоэнергетических подземных вод с эксплуатационными запасами термальной воды по категориям А+В+С1 – 74,93 тыс. м³/сут, категории С2 – 9,15 тыс. т/сут; пароводяной смеси по категориям А+В+С1 – 56,56 тыс. т/сут, категории С2 – 78,39 тыс. м³/сут. В распределённом фонде находится 14 месторождений термальных вод, их эксплуатацией занимаются 8 недропользователей.

Крупнейшими предприятиями по добыче пароводяной смеси и термальных вод являются АО «Тепло Земли» и АО «Геотерм».

Территориальным балансом общераспространённых полезных ископаемых Камчатского края учитываются 106 торфяных месторождений (113 объектов вместе с участками) площадью более 10 га с общими балансовыми запасами торфа 771,95 млн т. Забалансовые запасы составляют 580,90 млн т. Все месторождения числятся в нераспределённом фонде недр.

Имеются перспективные на углеводородное сырьё площади в пределах шельфовых зон, прилегающих к побережью Камчатского края.

Ряд объективно существующих факторов (географическая удалённость от мест производства первичных энергоресурсов, работа энергосистемы и энергоузлов в условиях изолированности, экстремальные климатические условия) определяют формирование на полуострове высоких экономически обоснованных тарифов на электрическую и тепловую энергию, что, в свою очередь, создаёт необходимость значительного субсидирования со стороны бюджета Субъекта Федерации.

В целях снижения зависимости от привозного топлива руководством Камчатской области в 1993 году было принято решение о газификации региона. Так с 2000 года функционирует газопровод от Кшукского газоконденсатного месторождения до села Соболево и поселка Крутогоровский, а в сентябре 2010 года завершилось строительство магистрального газопровода с. Соболево – г. Петропавловск-Камчатский (протяженностью 392 км., диаметром 530 мм) и «Газопровода межпоселкового АГРС-2 Елизовского района - ТЭЦ-2 Петропавловск-Камчатского городского округа Камчатского края» и началась поставка природного газа на ТЭЦ-2, а в 2012 году ТЭЦ-1 начала потреблять газ.

Согласно приказа ФАС России 09 июля 2018 г. N 967/18 установлена оптовая цена на газ для потребителей Камчатского края в размере 5935,33 рублей за тыс. м³, без НДС. При этом конечная цена для коммерческого потребителя формируется путем добавления к оптовой цене платы за транспортировку и ПССУ.

По состоянию на 01.01.2019 г. газифицированы и потребляют газ следующие объекты: Камчатская ТЭЦ-2; Котельная N 1 (ПКГО); ООО «Камчатский пивоваренный завод»; Асфальтобетонный завод МУП «Спецдорремстрой», ОАО «Петропавловский хлебокомбинат», Котельная № 2 и 4 г. Елизово.

Однако, реализация проекта перевода энергообъектов на газ не решила основной задачи - снижения экономически обоснованного энерготарифа до уровня среднероссийского и обеспечения в достаточном объеме газом энергетических объектов. Изменилась ситуация по поставкам природного газа ПАО «Газпром». Было принято решение об уменьшении объёмов поставки газа с 750 млн. м³ в год до 420 млн. м³ в ближайший пятилетний период, что подтверждено Протоколом Правительства Камчатского края и ПАО «Газпрома» от 26.01.2015 г. В дальнейшем предполагается снижение добычи в течение двадцати лет до уровня 150 млн. м³/год. При этом в 2018-2019 годах прорабатывается проект предложенный ПАО «НОВАТЭК» по строительству терминала перегрузки СПГ с возможностью присоединения к существующей газотранспортной системе. Реализация данного проекта позволит частично компенсировать падение объемов добычи и обеспечить газом основные генерирующие объекты, при этом важно при реализации проекта принять оптимальные технические решения. Это оказалось главной проблемой: размещение портовых сооружений для приема и хранения СПГ. В начале предполагалось разместить в Авачинской бухте, где расположен город П-Камчатский, это было самое оптимальное решение. Последним решением от апреля 2018г., принято разместить терминал СПГ в бухте «Бечевинка», бывшая военно-морская база, расположенная в 90 км на север от бухты Авача. Такое решение потребует увеличения расходов из бюджета на доставку сжиженного газа до П-Камчатского, реконструкцию инфраструктуры самой бухты, обеспечение ее социальной и транспортной инфраструктурой, что в итоге оценивается десятками миллиардов рублей и не предсказуемым временем реализации. При этом сохраняется зависимость от углеводородного ресурса и регулярностью его поставки на терминал.

По этой причине в корректировке Стратегии развития энергетики Камчатки (в том числе актуализации Схемы и программы развития энергетики Камчатского края на 2018-2022 годы) акцент смещён в сторону использования местных возобновляемых энергетических ресурсов - на основе гидро- и геотермальных ресурсов.

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

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Камчатского края за 2013-2018 годы

2.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Камчатского края

В составе энергосистемы Камчатского края действуют самый крупный Центральный энергоузел и изолированные энергоузлы.

Центральный энергоузел охватывает системой централизованного электроснабжения следующие городские округа:

- Петропавловск-Камчатский,

- Вилючинский,

и муниципальные районы:

- Елизовский,

- Усть-Большерецкий (п. Октябрьский, с. Апача, с. Кавалерово, с. Усть-Большерецк),

- Мильковский (с. Пушино, с. Шаромы, с. Мильково).

Основной энергоснабжающей компанией центрального энергоузла является ПАО «Камчатскэнерго», в состав которой входят Камчатские ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, резервные ДЭС, а также генерирующие компании: АО «Геотерм», эксплуатирующая Мутновские ГеоЭС, ПАО «КамГЭК», эксплуатирующая каскад Толмачевских ГЭС, АО «Камчатские электрические сети им. И.А. Пискунова», эксплуатирующие ВЭС и резервную ДЭС в п. Октябрьский.

ПАО «Камчатскэнерго» является дочерним обществом ПАО «РУСГИДРО».

Суммарная установленная электрическая мощность станций, входящих в состав ПАО «Камчатскэнерго», на 01.01.2019 г. составила 375,75 МВт, тепловая мощность – 577 Гкал/ч. Суммарная тепловая мощность котельных предприятия – 520,9 Гкал/ч.

АО «Геотерм» является дочерним обществом ПАО «РусГидро», осуществляет производство и поставку гарантирующему поставщику ПАО «Камчатскэнерго» электрической энергии от Мутновских ГеоЭС. Суммарная электрическая мощность 2-х ГеоЭС - 62 МВт.

ПАО «Камчатский газотермический комплекс» (ПАО «КамГЭК») является дочерним обществом ПАО «РусГидро».

ПАО «КамГЭК» осуществляет следующие виды деятельности:

- выполнение функций, возлагаемых на службу заказчика по строительству объектов энергетики;

- эксплуатация законченных строительством сооружений ГЭС из состава каскада ГЭС на р. Толмачева и ВЛ-110 кВ ГЭС – ПС Апача в рамках договора доверительного управления.

Объекты генерации компании включают каскад Толмачевских ГЭС (ГЭС-1, ГЭС-2, ГЭС-3) суммарной установленной электрической мощностью 45,4 МВт.

АО «Камчатские электрические сети им. И.А. Пискунова» действует в центральном энергоузле в п. Октябрьский Усть-Большерецкого муниципального района, осуществляет деятельность по покупке у ПАО «Камчатскэнерго» электрической энергии, выработке электроэнергии от собственных ВЭС и ДЭС с дальнейшей передачей и сбытом в пределах п. Октябрьский. Общество является как

представителем малой распределённой генерацией, так и территориальной сетевой компанией, эксплуатирует ВЭС мощностью 3,3 МВт, ДЭС – 4 МВт (резервная).

Изолированные энергоузлы действуют в городском округе «посёлок Палана» и муниципальных районах:

- Мильковский МР (п. Атласово, с. Долиновка, п. Лазо, п. Таежный), при этом с. Мильково, с. Шаромы, с. Кирганик, с. Пушино подключены к центральному энергоузлу;

- Усть-Большерецкий МР (Озерновский изолированный энергоузел - п. Озерновский, с. Запорожье, п. Паужетка), при этом с. Усть-Большерецк, п. Октябрьский, с. Кавалерское, с. Апача подключены к центральному энергоузлу;

- Усть-Камчатский МР (с. Усть-Камчатск, п. Ключи, п. Козыревск, с. Майское);

- Алеутский МР (с. Никольское);

- Быстринский МР (с. Эссо, с. Анавгай, Горный ключ);

- Соболевский МР (с. Соболево, п. Крутогоровский, с. Устьевое);

- Карагинский МР (п. Оссора, с. Ивашка, с. Карага, с. Кострома, с. Тымлат);

- Олюторский МР (с. Тиличики, с. Хаилино, с. Пахачи, с. Средние Пахачи, с. Вывенка, с. Ачайваям, с. Апука);

- Пенжинский МР (с. Манилы, с. Каменское, с. Таловка, с. Слаутное, с. Аянка);

- Тигильский МР (с. Тигиль, с. Усть-Хайрюзово, с. Хайрюзово, с. Седанка, с. Лесная, с. Ковран, с. Воямполка).

В Камчатском крае принята следующая классификация по энергоузлам:

1. Центральный энергоузел (Петропавловск-Камчатский городской округ, Елизовский муниципальный район, часть Усть-Большерецкого МР, часть Мильковского МР);

2. Средне-Камчатский энергоузел (связаны ВЛ-35 кВ - п. Атласово, с. Лазо, с. Эссо, с. Анавгай и отдельная ДЭС в с. Долиновка);

3. Озерновский (связаны ВЛ-35 кВ - п. Озерновский, с. Запорожье, п. Паужетка);

4. Алеутский (с. Никольское);

5. Усть-Камчатский (с. Усть-Камчатск);

6. Ключевской (п. Ключи);

7. Козыревский (связаны ВЛ-35 кВ - п. Козыревск, с. Майское);

8. Соболевский (связаны ВЛ-35 кВ с. Соболево и с. Устьевое. Отдельно п. Крутогоровский)

9. Паланский (отдельно г.о. «п. Палана», и отдельно с. Лесная);

10. Тигильский (связаны ВЛ-35 кВ с. Тигиль и с. Седанка. Отдельно с. Усть-Хайрюзово, с. Хайрюзово, с. Лесная, с. Ковран, с. Воямполка)

11. Оссорский (п. Оссора, с. Ивашка, с. Ильпырское, с. Карага, с. Кострома, с. Тымлат);

12. Олюторский (с. Тиличики с. Хаилино, с. Пахачи, с. Средние Пахачи, с. Вывенка, с. Ачайваям, с. Апука);

13. Манильский (с. Манилы, с. Таловка);

14. Пенжинский (с. Каменское, с. Слаутное, с. Аянка).

Кроме крупных энергоузлов, в энергосистеме Камчатского края есть энергоузлы в границах одного населенного пункта. Суммарное потребление в которых не

превышает 7,2 % от общего потребления электрической энергии по Камчатскому краю.

Энергоснабжающие и электросетевые компании изолированных энергоузлов:

1. АО «Южные электрические сети Камчатки» (АО «ЮЭСК» - дочернее общество ПАО «Камчатскэнерго»), в состав которого входят 12 энергоузлов (Пенжинский, Манильский, Олюторский, Алеутский, Тигильский, Средне-Камчатский, Паланский, Усть-Камчатский, Ключевской, Оссорский, Козыревский, Соболевский).

2. АО «Паужетская ГеоЭС» действует в Озерновском энергоузле;

3. АО «Корякэнерго» осуществляет деятельность в следующих сёлах муниципальных районов:

1) с. Апука, с. Пахачи, с. Средние Пахачи, с. Ачайваям, с. Хаилино, с. Вывенка – Олюторский муниципальный район;

2) п. Таёжный – Мильковского муниципального район;

3) с. Тымлат, с. Ильпырское – Карагинский муниципальный район (отнесены к Оссорскому энергоузлу);

4) с. Хайрюзово, с. Ковран, с. Усть Хайрюзово – Тигильский муниципальный район (отнесены к Тигильскому энергоузлу);

5) с. Устьевое, п. Крутогоровский – Соболевский муниципальный район (отнесены к Соболевскому энергоузлу);

4. Частные компании - в Карагинском муниципальном районе:

5. ООО «Колхоз «Ударник» (энергоузлы с. Карага, с. Кострома), ООО «Морошка» (с. Ивашка).

Основными источниками генерирующей мощности в изолированных энергоузлах являются дизельные, газодизельные электростанции, а также Паужетская ГеоЭС, малая Быстринская ГЭС, ветровые электростанции (ВЭС).

Теплоснабжение в этих узлах осуществляется в основном от котельных.

Краткая характеристика энергоузлов, энергоснабжение которых осуществляется АО «ЮЭСК» (теплоснабжение – частично от ведомственных котельных) дана ниже.

Средне-Камчатский энергорайон охватывает системой энергоснабжения п. Атласово и с. Долиновка Мильковского муниципального района, с. Эссо и с. Анавгай Быстринского муниципального района.

В структуру Средне-Камчатского энергорайона входят: ДЭС-14, котельная и тепловые сети в п. Атласово; ДЭС-19, котельная и тепловые сети в с. Долиновка; мГЭС-4 на р. Быстрая (мГЭС-4 на р. Быстрая и ДЭС-14 п. Атласово связаны между собой ВЛ-35 кВ «ГЭС-4-Атласово» протяженностью 64,35 км, с. Эссо и с. Анавгай с мГЭС-4 связаны ВЛ 35 кВ «ГЭС-4-Анавгай-Эссо» протяженностью 39,55 км.).

Скважины добычи геотермальной воды и тепловые сети в с. Эссо и с. Анавгай, обслуживаемые АО «Тепло Земли».

Кроме того, в узле (п. Атласово) функционирует местная система теплоснабжения с ведомственными котельными и тепловыми сетями.

Алеутский энергорайон охватывает системой энергоснабжения с. Никольское Алеутского муниципального района. В структуру энергорайона входят ВЭС, ДЭС-17, воздушные и кабельные ЛЭП, котельные и тепловые сети.

Кроме того, в узле функционирует местная система теплоснабжения с ведомственными котельной и тепловыми сетями.

Усть-Камчатский энергорайон снабжает электроэнергией с. Усть-Камчатск Усть-Камчатского муниципального района. В структуру энергорайона входят ДЭС-23, воздушные и кабельные ЛЭП, ВЭС. Кроме централизованной системы, в узле функционируют локальные системы электроснабжения - 7 ДЭС и ЛЭП, управляемые МУП «Тепловодхоз». Теплоснабжение энергоузла обеспечивается котельными и тепловыми сетями ООО «Коммунэнерго УК МР», ООО «Норд-Фиш», ООО «Строй-Альянс» и ООО «Гермес», ООО «Интеко».

Ключевской энергоузел охватывает системой электроснабжения п. Ключи Усть-Камчатского муниципального района. В структуру энергоузла входят ДЭС-22, воздушные и кабельные ЛЭП. Котельные, ДЭС (1 ед.), сети электро- и теплоснабжения - ООО «Ключиэнерго», котельные и тепловые сети - ООО «Термо», ООО «Тепловодхоз», ООО «Коммунэнерго УК МР». От ДЭС-22 подключено эл. питание «Военный городок», у которого так же есть своя ДЭС.

Козыревский энергоузел охватывает системой электроснабжения п. Козыревск и с. Майское Усть-Камчатского муниципального района. В структуру энергоузла входят ДЭС-16 и воздушные ЛЭП.

Котельные, ДЭС (1 ед.), сети электро- и теплоснабжения, управляемые ООО «Топливная энергетическая компания».

Соболевский энергоузел охватывает системой электроснабжения с. Соболево и с. Устьевое Соболевского муниципального района. В структуру энергоузла входят ГДЭС-7, воздушные и кабельные ЛЭП.

Котельные и тепловые сети АО «Корякэнерго», котельные и тепловые сети ООО «Стимул».

Паланский энергоузел охватывает системами электроснабжения г.о. «п. Палана» и с. Лесная Тигильского муниципального района. В структуру энергоузла входят: ДЭС-10, воздушные и кабельные ЛЭП в ГО «п. Палана»; ДЭС-30 и воздушные ЛЭП в с. Лесная. Котельные и тепловые сети МУП «Горсети».

Тигильский энергоузел охватывает системой электро- и теплоснабжения с. Тигиль, с. Воямполка и с. Седанка Тигильского муниципального района. В структуру энергоузла входят ДЭС-11, воздушные и кабельные ЛЭП, котельные и тепловые сети в с. Тигиль, ДЭС-29 и воздушные ЛЭП в с. Воямполка, котельная и тепловые сети в с. Седанка.

В с. Усть-Хайрюзово и с. Ковран действуют котельные и тепловые сети АО «Корякэнерго». В с. Хайрюзово и с. Лесная ведомственные котельные.

Оссорский энергоузел охватывает системой электроснабжения п. Оссора Карагинского муниципального района. В структуру энергоузла входят ДЭС-12, воздушные и кабельные ЛЭП. Котельные и тепловые сети, управляемые АО «Оссора» (17 мая 2017 года МУП «Оссорское ЖКХ» преобразовано в АО «Оссора»). ДЭС-12 эксплуатируется АО «ЮЭСК».

Олюторский энергоузел охватывает системой электроснабжения с. Тилички Олюторского муниципального района. В структуру энергоузла входят: ДЭС-8 (АО «ЮЭСК») и модульная ДЭС в с. Тилички (АО «Корякэнерго»), воздушные и кабельные ЛЭП.

После сильного землетрясения 2006 года станция ДЭС-8 находится в аварийном состоянии. Проведенные работы по сейсмоусилению не позволяют выйти станции на проектную мощность, повреждены несущие конструкции.

Действуют котельные и тепловые сети АО «Корякэнерго», ведомственные котельные.

Манильский энергоузел охватывает системой энергоснабжения с. Манилы, с. Таловка Пенжинского муниципального района. В структуру энергоузла входят ДЭС-4, воздушные и кабельные ЛЭП, котельные, бойлерные и тепловые сети в с. Манилы, ДЭС-26, электрические сети, бойлерные и тепловые сети в п. Таловка, ДЭС-28 и воздушные ЛЭП в с. Парень.

Пенжинский энергоузел охватывает системой энергоснабжения с. Каменское, с. Слаутное, с. Аянка, с. Оклан Пенжинского муниципального района. В структуру энергоузла входят ДЭС-9, воздушные и кабельные ЛЭП, котельная, бойлерные и тепловые сети в с. Каменское, ДЭС-1, котельная, бойлерная и тепловые сети в с. Слаутное, ДЭС-15, котельная, бойлерная и тепловые сети в с. Аянка, ДЭС-27 и воздушные ЛЭП в с. Оклан эксплуатируемые АО «ЮЭСК».

АО «Паужетская ГеоЭС» осуществляет электроснабжение Озерновского энергоузла, который охватывает п. Озерновский, с. Запорожье, п. Паужетка Усть-Большерецкого муниципального района. В структуру энергоузла входят Паужетская ГеоЭС, резервная ДЭС в п. Озерновский, ЛЭП 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерновская.

Добычу геотермального парового ресурса для ГеоЭС, а также теплоносителя для централизованного отопления посёлка Паужетка и села Запорожье осуществляет АО «Тепло Земли» (в прошлом ГУП «Камчатскбургеотермия»). Теплоснабжение п. Озерновский децентрализованное, на основе электроотопления (использования индивидуальных электронагревательных приборов собственниками помещений).

Структура энергоузлов, охватываемых энергоснабжением АО «Корякэнерго» приведена ниже.

Энергоузел с. Апука Олюторского муниципального района. В структуру энергоузла входят ДЭС-7, электрические сети, котельная и тепловые сети.

Энергоузел с. Пахачи Олюторского муниципального района. В структуру энергоузла входят ДЭС-14, ДЭС «Водозабор», электрические сети, котельная и тепловые сети.

Кроме того, в узле функционирует местная система теплоснабжения с котельной и тепловой сетью, управляемая муниципальным предприятием.

Энергоузел с. Средние Пахачи Олюторского муниципального района.

В структуру энергоузла входит ДЭС-16.

Энергоузел п. Таежный Мильковского муниципального района.

В структуру энергоузла входят ДЭС-6 и электрические сети в п. Таежный.

Энергоузел п. Крутогоровский Соболевского муниципального района.

В структуру энергоузла входят ГДЭС-21, электрические сети, котельные и тепловые сети.

Энергоузел с. Ичинский Соболевского муниципального района.

В структуру энергоузла входят ДЭС-22, электрические сети.

Энергоузел с. Тымлат Карагинского муниципального района.

В структуру энергоузла входят ДЭС-23, электрические сети, котельная и тепловые сети, а также ведомственная котельная и тепловая сеть.

Энергоузел с. Ильпырское Карагинского муниципального района.

В структуру энергоузла входят ДЭС-25, ДЭС-2 «Водоканал», электрические сети.

Энергоузел с. Хаилино Олюторского муниципального района.

В структуру энергоузла входят ДЭС-26, электрические сети, котельные и тепловые сети, а также ведомственные котельная и тепловая сеть.

Энергоузел с. Ачайваям Олюторского муниципального района.

В структуру энергоузла входят ДЭС-27, электрические сети, котельная и тепловые сети.

Энергоузел с. Вывенка Олюторского муниципального района. В структуру энергоузла входят ДЭС-28, электрические сети.

Энергоузел с. Хайрюзово Тигильского муниципального района.

В структуру энергоузла входят ДЭС-29, электрические сети, а также ведомственные котельная и тепловая сеть.

Энергоузел с. Ковран, с. Усть-Хайрюзово Тигильского муниципального района.

В структуру энергоузла входят: объекты электрогенерации в с. Ковран, ЛЭП Ковран - Усть-Хайрюзово, котельные и тепловые сети в с. Ковран и с. Усть-Хайрюзово.

Информация об энергоузлах, энергоснабжение которых осуществляют частные компании и муниципальные предприятия, приведена ниже.

Энергоузел с. Карага Карагинского муниципального района. В структуру энергоузла входят ДЭС, электрические сети, котельная, тепловые сети, управляемые муниципальным предприятием, котельная и тепловая сеть ООО «Колхоз «Ударник».

Энергоузел с. Ивашка Карагинского муниципального района. В структуру энергоузла входят ДЭС «Колхозная» и ДЭС «Рыбозаводская», электрические сети, котельные и тепловые сети, управляемые ООО «Морошка», ведомственные котельные и тепловые сети.

Энергоузел с. Кострома Карагинского муниципального района.

В структуру энергоузла входят ДЭС и электрические сети, котельная и тепловая сеть, управляемые ООО «Колхоз «Ударник».

Энергоузел с. Вывенка Олюторского муниципального района.

В структуру энергоузла входят ДЭС и электрические сети, управляемые муниципальным предприятием.

Услуги по передаче и сбыту электрической энергии в Камчатском крае в 2018 году оказывали:

- ПАО «Камчатскэнерго»;
- АО «Корякэнерго»;
- АО «Южные электрические сети Камчатки»;
- ПАО «КамГЭК»;
- АО «Паужетская ГеоЭС»;
- АО «Камчатские электрические сети им. И.А. Пискунова»;
- ПАО «Камчатский газознергетический комплекс»;

- ФГУП «Российская телевизионная радиовещательная сеть» филиал Дальневосточный региональный центр» (ФГУП «РТРС» ДВРЦ);
- ОАО «Северо-Восточный ремонтный центр»;
- ООО «28-Электосеть»;
- ООО «Терминал Сероглазка»;
- ООО РСО «Силуэт»;
- ООО «41 Электрическая сеть»;
- АО «Петропавловск-Камчатский морской торговый порт»;
- АО «Оссора» (преобразовано 17.05.2017 г. из МУП «Оссорское жилищно-коммунальное хозяйство» (с. Карага));
- МУП «УМиТ»;
- ООО «Алеир»;
- ООО «Колхоз Ударник».

Функции оперативно-технического управления режимами энергосистемы в центральном энергоузле выполняет филиал «РДУ» ПАО «Камчатскэнерго».

Филиал «РДУ» осуществляет функции по диспетчеризации энергопроизводства и транспорта энергии, производимой ПАО «Камчатскэнерго», АО «Геотерм», ПАО «КамГЭК», АО «ЮЭСК».

2.2. Отчетная динамика потребления электрической энергии в Камчатском крае и структура электропотребления за 2014-2018 годах.

Отчетная динамика потребления электрической энергии в Камчатском крае за последние 5 лет представлена в таблице 1 и на рисунке 1.

Таблица 1

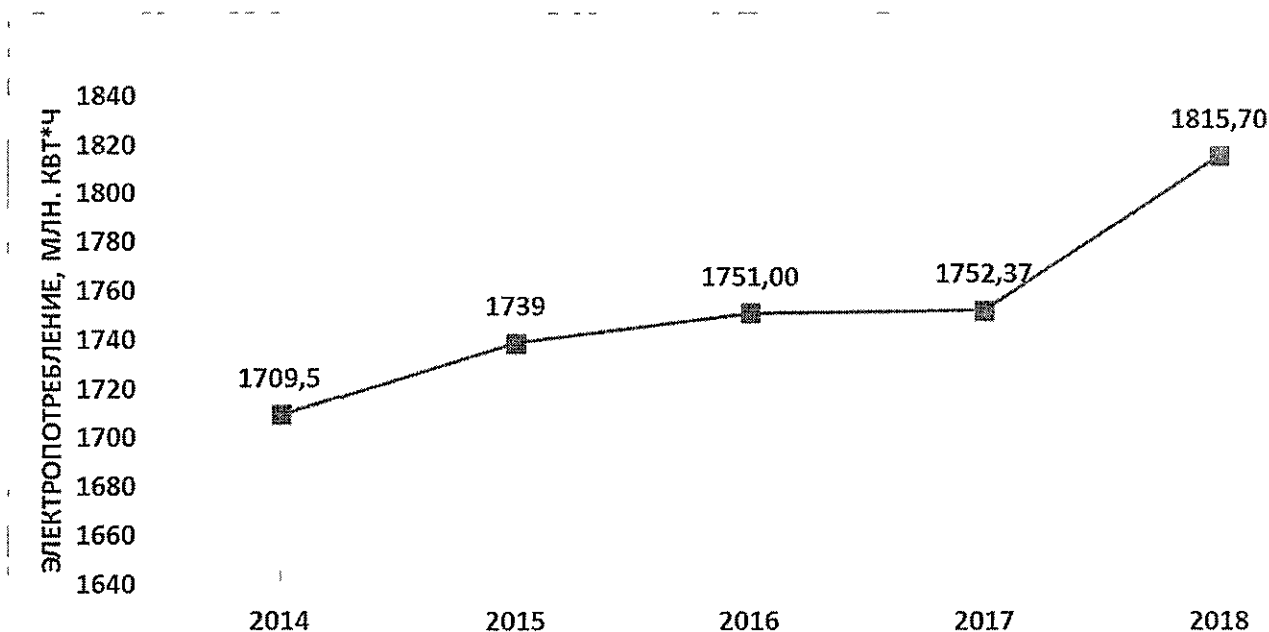
Отчетная динамика потребления электрической энергии в Камчатском крае в 2014-2018 годах

Показатель	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
Электропотребление – всего по Камчатскому краю, млн. кВт*ч	1709,5	1739,0	1751,0	1752,37	1815,7
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт*ч	-1,0	29,5	12,0	1,37	63,29
Среднегодовые темпы прироста, %	-0,1	1,7	0,7	0,1	3,6
В том числе:					
Центральный энергоузел					
Электропотребление, млн. кВт*ч	1417,1	1443,9	1448,9	1440,67	1492,05
Доля в общем электропотреблении Камчатского края, %	82,9	83,0	82,7	82,2	82,2
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт*ч	-4,0	26,8	5	-8,2	51,4
Среднегодовые темпы прироста, %	-0,3	1,9	0,3	-0,6	3,6
Изолированные энергоузлы					
Электропотребление, млн. кВт*ч	292,4	295,1	302,1	311,7	323,61

Показатель	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
Доля в общем электропотреблении Камчатского края, %	17,1	17,0	17,3	17,8	17,8
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт*ч	3,0	2,7	7	9,6	11,91
Среднегодовые темпы прироста, %	1,0	0,9	2,4	3,2	3,8

Рисунок 1

Динамика потребления электрической энергии в Камчатском крае в 2014-2018 годах



Из приведенных данных следует, что по Камчатскому краю с 2014 по 2018 год наблюдался рост электропотребления, рост составил 6,2 %, что обусловлено ростом электропотребления в изолированных энергоузлах. В 2014 году произошло незначительное снижение электропотребления (0,1 %) относительно предыдущего года. При этом отмечено снижение потребления электрической энергии в центральном энергоузле в 2012-2014 годы (на 1,3% за период), а в 2015 г. - рост энергопотребления на 1,9 % относительно 2014 года, что обусловлено в основном погодными условиями и экономическими факторами.

В изолированных энергоузлах в 2014-2018 годы рост потребления электроэнергии за период составил 10,7 %.

Доля центрального энергоузла в потреблении электрической энергии в 2018 году составила 82,2 %, изолированных энергоузлов – 17,8 %.

Структура потребления электрической энергии Камчатского края по видам экономической деятельности за 2016-2017 годы (по данным Росстата по Камчатскому краю) представлена в таблице 2.

Таблица 2

Структура потребления электрической энергии Камчатского края по видам экономической деятельности за 2016-2017 годы

Показатель	Годы			
	2016		2017	
	млн кВт*ч	%	млн. кВт*ч	%
Потреблено электроэнергии - всего, в т. ч.:	1709,5	100	1810,7	100
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	26,0	1,5	26,8	1,5
Добыча полезных ископаемых	55,7	3,3	56	3,1
Обрабатывающие производства	148,1	8,7	157,3	8,7
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	268,9	15,7	274,9	15,2
Строительство	43,9	2,6	23,5	1,3
Транспорт и связь	44,6	2,6	52,8	2,9
Прочие виды деятельности (в том числе не включенные в другие группировки)	394,3	23,1	464,7	25,7
Потреблено населением	509,4	29,8	540,8	29,9
Потери в электросетях общего пользования	218,6	12,8	213,9	11,8

Структура потребления электрической энергии существенно не изменилась за 2017 год. Анализ структуры показывает, что основными потребителями электроэнергии в энергосистеме являются: население (29,9%), в промышленности - обрабатывающие производства (8,7%) и производство и распределение электроэнергии, газа и воды (15,2%). В 2017 году существенно сократилось энергопотребление в строительстве (с 2,6 до 1,3 %).

2.3. Перечень и характеристика основных крупных потребителей электрической энергии в Камчатском крае

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Камчатском крае с указанием потребления за 2018 год представлен в таблице 3.

Таблица 3

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Камчатском крае за 2018 год

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	Максимум нагрузки (заявленный), МВт	Максимум нагрузки (фактический), МВт
1	Рыболовецкий колхоз им. В.И. Ленина	683905, Камчатский край, Петропавловск-	5,361	1,86	1,313

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	Максимум нагрузки (заявленный), МВт	Максимум нагрузки (фактический), МВт
		Камчатский г, Космонавтов ул, д. 40,			
2	Краевое государственное унитарное предприятие "Камчатский водоканал"	683049, Камчатский край, г. Петропавловск-Камчатский, пр-кт Циолковского, д. 3/1	40,762	12,385	5,23
3	АО "Камчатские электрические сети им. И.А. Пискунова"	683031, Камчатский край, г. Петропавловск-Камчатский, ул. Топоркова, д. 9/3, офис №6	19,241	11,51	13,9
4	АО "Камголд"	683000, Камчатский край, Петропавловск-Камчатский г, Ленинская ул, д. 59,	8,086	7,275	5,17
5	ООО "Шамсахолдинг"	683023, Камчатский край, Петропавловск-Камчатский г, Победы пр-кт, д. 67,	8,48	2,5	2,12
6	АО "Аметистовое"	683000, Камчатский край, Петропавловск-Камчатский г, Ленинская ул, д. 59,	22,684	19,97	14,0
7	АО "Камчатэнергосервис"	684090, Камчатский край, Вилючинск г, Мира ул, д. 16,	16,62	6,95	3,28
8	АО "СВРЦ"	684091, Камчатский край, Вилючинск г, Владивостокская ул, д. 1,	10,736	2,45	3,18
9	филиал "Камчатский" АО "Оборонэнерго"	683000, Камчатский край, Петропавловск-Камчатский г, Морская ул, д. 5,	21,462	124,703	5,11
10	Федеральное государственное бюджетное учреждение "Центральное жилищно-коммунальное управление" Министерства обороны Российской Федерации	683032, Камчатский край, Петропавловск-Камчатский г, ул. Пограничная, д. 77/1	92,568	24,253	23,36

Наиболее крупными потребителями электрической энергии на территории Камчатского края являются предприятия коммунальной сферы,

рыбоперерабатывающие производства и объекты Министерства обороны Российской Федерации.

2.4. Перечень основных энергоузлов с указанием потребления электрической энергии и мощности за 2014-2018 годы

Камчатская энергосистема состоит из Центрального энергоузла и 13-ти изолированных энергоузлов.

Центральный энергоузел сформирован в южной части Камчатского края, где проживает основная часть населения и действует в составе двух теплоэлектроцентралей (Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2), блок-станций (Мутновская и Верхне-Мутновская ГеоЭС), каскада Толмачевских ГЭС и дизельной электростанции в Мильково, выполняющей резервные функции, резервной ДЭС и ВЭС в п. Октябрьский.

В изолированных энергоузлах края электроснабжение осуществляется от дизельных электростанций (ДЭС), ГеоЭС (Паужетская – в Озерновском энергоузле), малой ГЭС (Быстринской ГЭС-4), а также ВЭС (в п. Октябрьский, с. Усть-Камчатск, с. Никольское).

Перечень основных крупных энергоузлов энергосистемы Камчатского края за 2014-2018 годы приведен в таблице 4.

Таблица 4

Перечень основных крупных энергоузлов энергосистемы Камчатского края за 2014-2018 годы

№ п/п	Наименование Энергоузла, энергорайона	Годы				
		2014	2015	2016	2017	2018
	Камчатский край - всего					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч в т.ч.:	1709,5	1739	1751	1752,37	1850,66
1	Центральный энергоузел					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	1417,1	1443,9	1448,9	1440,67	1492,05
	Максимум нагрузки, МВт	243	248	252	245	253
2	Средне-Камчатский					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	7,62	7,51	7,87	13,797	8,422
	Максимум нагрузки, МВт	1,96	2,13	2,14	1,94	2,121
3	Озерновский (Усть-Большерецкий муниципальный район)					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	35,2	34,8	35,6	36,05	36,16
	Максимум нагрузки, МВт	6,7	6,9	6,5	7,00	6,80
4	Алеутский					

№ п/п	Наименование Энергоузла, энергорайона	Годы				
		2014	2015	2016	2017	2018
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	2,29	2,56	2,59	2,693	2,53
	Максимум нагрузки, МВт	0,7	0,66	0,85	0,83	0,76
5	Усть-Камчатский					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	19,51	20,8	20,79	21,186	20,81
	Максимум нагрузки, МВт	5,96	5,1	6,7	6,19	6,85
6	Ключевской (Усть-Камчатский муниципальный район)					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	15,82	15,92	15,92	15,503	16,24
	Максимум нагрузки, МВт	3,05	2,95	3,2	3,05	3,15
7	Козыревский (Усть-Камчатский муниципальный район)					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	2,69	2,98	3,09	2,984	2,94
	Максимум нагрузки, МВт	0,64	0,68	0,8	0,83	0,72
8	Соболевский					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	13,47	13,03	14,9	14,4	20,6
	Максимум нагрузки, МВт	2,11	1,7	1,9	1,94	4,60
9	Паланский (Тигильский муниципальный район)					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	10,66	10,97	10,5	9,164	10,21
	Максимум нагрузки, МВт	2,46	2,4	2,48	2,3	2,176
10	Тигильский					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	10,3	11,62	12,1	12,2	6,4
	Максимум нагрузки, МВт	1,43	1,73	1,8	1,53	1,42
11	Оссорский (Карагинский муниципальный район)					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	12,01	13	13,1	13,6	16,9
	Максимум нагрузки, МВт	1,75	1,65	2,0	1,8	3,8
12	Олюторский					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	30,42	30,32	34,4	34,0	40,6
	Максимум нагрузки, МВт	4,14	4,51	4,6	3,75	3,67
13	Манильский (Пенжинский муниципальный район)					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	2,29	2,37	2,2	1,391	2,18
	Максимум нагрузки, МВт	1,25	1,32	1,18	1,25	1,41
14	Пенжинский					
	Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	3,41	3,52	3,48	16,021	3,67
	Максимум нагрузки, МВт	0,97	1,31	0,72	1,29	1,116

Центральный энергоузел энергосистемы Камчатского края обеспечивает 82,2 % годового потребления электрической энергии в крае. Доля потребления в центральном энергоузле за 2014-2018 годы снизилась с 82,9 % в 2014 году до 82,2 % в 2018 году. В 2018 году по Пенжинскому изолированному энергоузлу состоялось снижение электропотребления на 12,35 млн. кВт*ч из-за отключения от электропотребления предприятий горнорудной промышленности. Увеличение объема выработки и максимума нагрузки в Соболевском энергоузле связано с работой рыбоперерабатывающего завода в с. Устьевое во время путины (около 3 месяцев). В Оссорском энергоузле увеличение максимума нагрузки связано со строительством в 2018 году нового рыбоперерабатывающего завода.

Кроме крупных энергоузлов, в населенных пунктах Камчатского края есть локальные потребители на собственной генерации, суммарное потребление которых не превышает 10 % от общего потребления электрической энергии по Камчатскому краю.

2.5. Динамика изменения максимума нагрузки энергоузлов Камчатского края за 2014-2018 годы

Перечень основных энергоузлов Камчатского края с указанием максимума электрической нагрузки за 2014-2018 годы представлен в таблице 5.

Таблица 5

Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Камчатского края за 2014-2018 годы по энергоузлам

№	Показатель	Годы					2014-2018
		2014	2015	2016	2017	2018	
1	Центральный энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	243	248	252	245	253	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	5	5	4	-7	8	10,0
	Среднегодовые темпы прироста, %	2,1	2,1	1,6	-2,8	3,3	4,1
2	Средне-Камчатский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	1,96	2,13	2,14	1,94	2,121	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0,12	0,17	0,01	-0,2	0,181	0,2
	Среднегодовые темпы прироста, %	6,5	8,7	0,5	-9,3	9,3	8,2
3	Озерновский (Усть-Большерецкий муниципальный район)						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	6,7	6,9	6,5	7,00	6,80	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-0,3	0,2	-0,4	0,5	-0,2	0,1
	Среднегодовые темпы прироста, %	-4,3	3,0	-5,8	7,7	-2,9	1,5
4	Алеутский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	0,7	0,66	0,85	0,83	0,76	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0,13	-0,04	0,19	-0,02	-0,07	0,1

№	Показатель	Годы					
		2014	2015	2016	2017	2018	2014-2018
	Среднегодовые темпы прироста, %	22,8	-5,7	28,8	-2,4	-8,4	8,6
5	Усть-Камчатский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	5,96	5,1	6,7	6,19	6,85	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0,66	-0,86	1,6	-0,51	0,66	0,9
	Среднегодовые темпы прироста, %	12,45	-14,43	31,37	-7,61	10,66	14,9
6	Ключевской энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	3,05	2,95	3,2	3,05	3,15	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0,05	-0,1	0,25	-0,15	0,1	0,1
	Среднегодовые темпы прироста, %	1,67	-3,28	8,47	-4,69	3,28	3,3
7	Козыревский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	0,64	0,68	0,8	0,83	0,72	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0,06	0,04	0,12	0,03	-0,11	0,1
	Среднегодовые темпы прироста, %	10,34	6,25	17,65	3,75	-13,25	12,5
8	Соболевский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	2,11	1,7	1,85	1,94	4,60	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0,03	-0,41	0,15	0,09	2,66	2,5
	Среднегодовые темпы прироста, %	1,44	-19,43	8,82	4,86	137,11	118,0
9	Паланский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	2,46	2,4	2,48	2,3	2,176	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0,26	-0,06	0,08	-0,18	-0,124	-0,3
	Среднегодовые темпы прироста, %	11,82	-2,44	3,33	-7,26	-5,39	-11,5
10	Тигильский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	1,43	1,73	1,8	1,5	1,4	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-0,27	0,3	0,04	-0,24	-0,11	0,0
	Среднегодовые темпы прироста, %	-15,88	20,98	2,31	-13,56	-7,19	-0,7
11	Оссорский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	1,75	1,65	2,0	1,8	3,8	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0	-0,1	0,35	-0,2	2	2,1
	Среднегодовые темпы прироста, %	0,00	-5,71	21,21	-10,00	111,11	117,1
12	Олюторский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	4,14	4,51	4,55	3,75	3,67	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	0,03	0,37	4,58	-0,8	-0,08	-0,5
	Среднегодовые темпы прироста, %	0,73	8,94	101,55	-17,58	-2,13	-11,4
13	Манильский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	1,25	1,32	1,18	1,25	1,41	

№	Показатель	Годы					
		2014	2015	2016	2017	2018	2014-2018
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-0,32	0,07	-0,14	0,07	0,16	0,2
	Среднегодовые темпы прироста, %	-20,38	5,60	-10,61	5,93	12,80	12,8
14	Пенжинский энергоузел						
	Собственный максимум нагрузки, МВт	0,97	1,31	0,72	1,29	1,116	
	Абсолютный прирост максимума нагрузки, МВт	-0,14	0,34	-0,59	0,57	-0,174	0,1
	Среднегодовые темпы прироста, %	-12,61	35,05	-45,04	79,17	-13,49	15,1

Из приведенных данных следует, что за прошедший пятилетний период рост собственного максимума нагрузки наблюдался практически во всех изолированных энергоузлах, кроме Олюторского, Тигильского, Паланского.

В Центральном энергоузле собственный максимум нагрузки за период 2014-2018 годы менялся в диапазоне от 243 до 253 МВт.

Время использования максимальной электрической нагрузки (далее - Т исп. Р макс.) центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края изменялось в последние годы в пределах 5762-5970 час, и приведено ниже.

	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Т исп. Р макс.	5970	5830	5820	5762	5856	5,896,5

Основные показатели работы энергоузлов в изолированных населенных пунктах приведены в Приложении 1.

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

Суммарная мощность источников теплоснабжения Камчатского края на конец 2018 года составляла 1593 Гкал/ч. Число источников теплоснабжения в регионе на конец 2018 года составляло 237 ед., в том числе две ТЭЦ -505 Гкал/ч.

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: Петропавловск-Камчатский, Елизовский, Мильковский муниципальные районы;
- АО «Камчатэнергосервис», зона деятельности – Вилочинск, Усть-Большерецкий и Мильковский муниципальные районы;
- АО «Южные электрические сети Камчатки», зона деятельности: Пенжинский, Тигильский, Алеутский и Мильковский муниципальные районы;
- АО «Корякэнерго», зона деятельности: Соболевский, Тигильский, Олюторский и Карагинский муниципальные районы.

– АО «Тепло Земли», зона деятельности: Елизовский, Быстринский и Усть-Большерецкий район.

Самый крупный потребитель теплоэнергии Камчатского края – г. Петропавловск-Камчатский. Динамика потребления тепловой энергии за 2013-2018 годы представлена в таблице 6 и на рисунке 2.

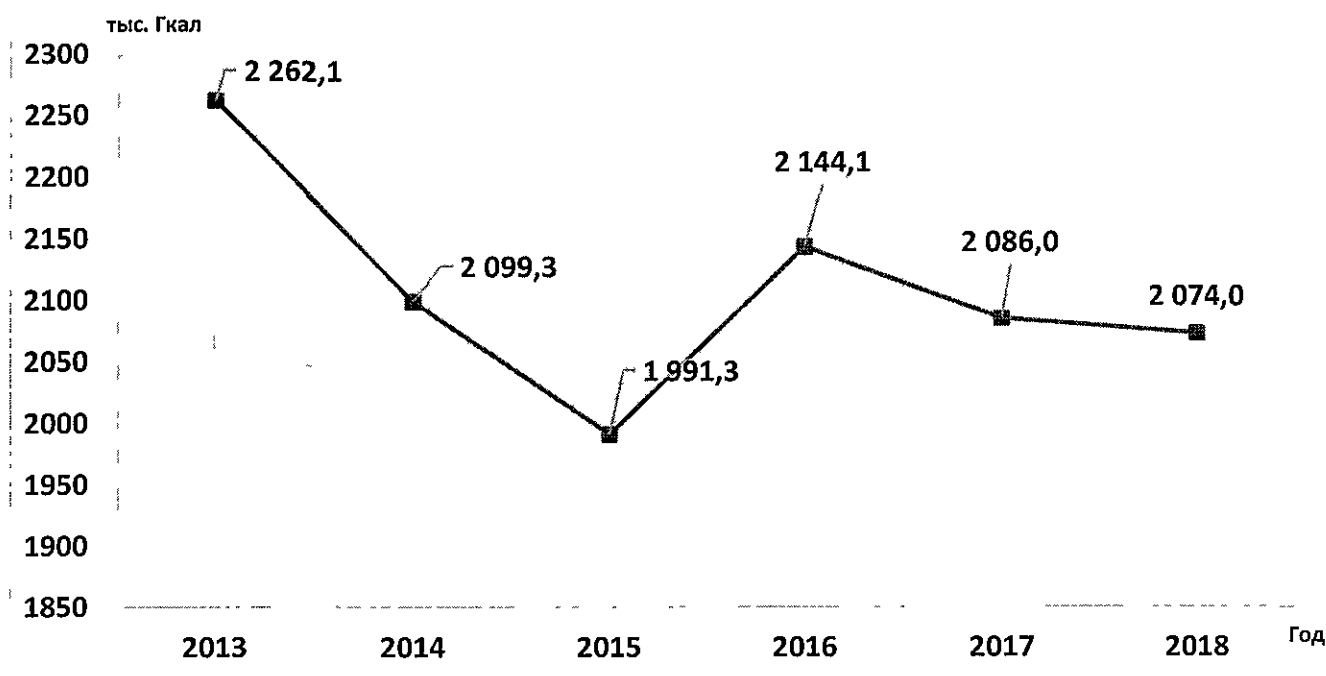
Таблица 6

Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Камчатского края за 2013-2018 годы.

Показатель	Годы					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Потребление теплоэнергии, тыс.Гкал	2262,1	2099,3	1991,3	2144,1	2086,0	2074,0
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс.Гкал	-64,6	-162,8	-108,0	152,8	-58,1	-12,0
Среднегодовые темпы прироста, %	-2,8	-7,2	-5,1	7,7	-2,7	-0,6

Рисунок 2

Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Камчатского края за 2013-2018 годы, тыс. Гкал.



Распределение источников тепловой энергии по генерирующим компаниям произведено на основе данных, предоставленных самими компаниями, а также на

основе анализа утвержденных топливно-энергетических паспортов муниципальных районов на 2018 год.

Ниже в таблице приведена тепловая мощность электростанций и котельных энергосистемы Камчатского края.

Принадлежность источников тепловой энергии Камчатского края генерирующим компаниям на 31 декабря 2018 года

№ п/п	Энергокомпания	Тип теплоисточника	Кол-во, ед.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
1	ПАО «Камчатскэнерго»	Камчатский ТЭЦ	2	505
		котельные	73	548,82
2	АО «Камчатэнергосервис»	котельные	17	188,69
3	АО «Южные электрические сети Камчатки»	котельные, бойлерные	36	45,35
4	АО «Корякэнерго»	котельные	22	49,71
5	ООО «Стимул»	котельные	7	9,33
6	ООО «Морошка»	котельные	2	6,63
7	ООО «Колхоз «Ударник»	котельные	1	2,66
8	Усть-Камчатский муниципальный район, с. Усть-Камчатск: ООО «Коммунэнерго УКМР» ООО «Интеко» ООО «НОРД ФИШ» ООО «Строй-Альянс» ООО «Гермес»	котельные	33	21,72
9	Усть-Камчатский муниципальный район п. Ключи: ООО «Коммунэнерго УКМР» ООО «Термо» ООО «Тепловодхоз» ООО «Ключиэнерго»	котельные	14	21,91
10	Усть-Камчатский муниципальный район, п. Козыревск: ООО «ТЭК» (до 01.07.2016 г.) МУП «Тепловодхоз» (с 01.07.2016 г.)	котельные	6	6,69
11	МУП «Горсети»	котельные	2	34,82
12	ООО «КорякТеплоСнаб»	котельные	3	8,52
13	АО «Оссора»	котельные	5	31,58
14	Другие организации и предприятия (ведомственные котельные, частные, муниципальные)	котельные	16	25,75

№ п/п	Энергокомпания	Тип теплоисточника	Кол-во, ед.	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
15	Прочие: ОАО «Тепло Земли»	скважины термальной воды	60	н/д
	муниципальные		3	н/д
	ВСЕГО по Камчатскому краю (без скважин)		230	1493

Структура отпуска теплоэнергии (по параметрам пара) от электростанций и котельных генерирующих компаний в Камчатском крае за 2018 год представлена в таблице 7.

Таблица 7

Структура производства теплоэнергии от электростанций и котельных генерирующих компаний в Камчатском крае за 2018 год

№ п/п	Наименование энергоисточника	произведено тепло-энергии,	Параметры пара,
		тыс. Гкал	вид топлива
ПАО «Камчатскэнерго», ТЭС			
	от ТЭС - всего, в т. ч.:	1100,99	
	Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2	1100,99	Отборный пар Р=1,2;
			9,0 и 13,0 кгс/см ²
			Газ, мазут
Котельные (энергокомпаний, муниципальные)			
	от котельных и бойлерных, 310 ед. – всего, в т. ч.:	1540,22	
1	Котельные и электробойлерные ПАО «Камчатскэнерго»	794,06	уголь, мазут, газ, электрическая энергия
2	АО «Камчатэнерго сервис» (Вилючинск+Мильковский МР+Усть-Большерецк)	344,61	Уголь, мазут, дрова, газ
3	Котельные и бойлерные АО «Южные электрические сети Камчатки»	86,536	уголь, дизельное топливо, дрова
4	Котельные АО «Корякэнерго»	90,52	уголь, дизельное топливо, газ
5	Котельные ООО «Стимул»	13,86	газ
6	Котельные с. Усть-Камчатск, п. Ключи, п. Козыревск	84,75	дизельное топливо, дрова
7	Котельные ООО «Морошка», с. Ивашка	12,75	уголь
8	Котельные ООО «Колхоз «Ударник»	4,34	уголь
9	МУП "УМиТ" (Камтеплосбыт)	1,28	жидкое топливо
10	Коряктеплоснаб	24,12	уголь

№ п/п	Наименование энергоисточника	произведено тепло-энергии,	Параметры пара,
		тыс. Гкал	вид топлива
11	ООО "Силуэт"	1,34	жидкое топливо
12	Котельные МУП «Горсети», п. Палана	56,59	уголь
13	Котельные других организаций и предприятий (ведомственные котельные) в Алеутском, Мильковском, Елизовском, Карагинском, Олюторском, Тигильском районах, г. Петропавловске-Камчатском	17,16	уголь, мазут, дизельное топливо
14	Прочие теплоисточники	23,36	уголь, мазут, дизельное топливо, дрова
ИТОГО:		2656,27	
Скважины			
	От геотермальных скважин – всего, в т. ч.:	106,1	
	Скважины АО "Тепло Земли	106,1	термальная вода, термальный пар
	ИТОГО (с учетом геотермальных скважин):	2764,1	

В структуре отпуска тепла потребителям Камчатского края доля отпуска от ТЭЦ составила в 2018 г. 40 %, от котельных и электробойлерных – 56 %, от геотермальных скважин – 3,86 %.

Информация по динамике потребления тепловой энергии по крупным муниципальным образованиям за 2014-2018 гг. приведена в таблице 8.

Таблица 8

Динамика потребления тепловой энергии по крупным муниципальным образованиям Камчатского края за 2014-2018 годы, тыс. Гкал

Показатель	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
Петропавловск-Камчатский	1304,71	1266,09	1309,07	1238,86	1197,26
Потребление теплоэнергии	1304,71	1266,09	1309,07	1238,86	1197,26
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	1304,71	1266,09	1309,07	1238,86	1197,26
ТЭЦ - всего, в т. ч.:	898,81	877,16	906,20	857,08	830,55
энергокомпаний	898,81	877,16	906,20	857,08	0,00
блок-станции					
Котельные - всего, в т. ч.:	405,90	388,93	402,87	381,78	366,71
энергокомпаний	402,53	381,77	397,21	371,76	352,31
муниципальные	1,50	4,13	4,82	9,25	14,1
ведомственные	1,87	3,03	0,00	0,00	0,00
Прочие источники			0,84	0,76	0,00

Показатель	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
Елизово					
Потребление теплоэнергии	243,46	207,28	272,21	303,49	257,34
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	243,46	207,28	272,21	303,49	257,34
Котельные - всего, в т. ч.:	243,46	207,28	272,21	303,49	257,34
энергокомпаний	241,02	205,14	272,21	303,49	257,34
муниципальные	2,44	2,14			
ведомственные					
Прочие источники					
Вилючинск					
Потребление теплоэнергии	160,48	52,39	172,77	152,62	152,53
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	160,48	52,39	172,77	152,62	152,53
Котельные - всего, в т. ч.:	160,48	52,39	172,77	152,62	152,53
энергокомпаний		52,39	172,77	152,62	152,53
муниципальные	160,48				
Прочие источники					
с. Мильково					
Потребление теплоэнергии	68,15	71,93	37,98	72,21	68,07
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	68,15	71,93	37,98	72,21	68,07
Котельные - всего, в т. ч.:	68,15	71,93	37,98	72,21	68,07
энергокомпаний	67,77	70,12	36,40	70,62	66,49
ведомственные	0,38	1,80	1,58	1,58	1,58
с. Усть-Камчатск					
Потребление теплоэнергии	41,09	42,77	42,15	46,36	38,26
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	41,09	42,77	42,15	46,36	38,26
Котельные - всего, в т. ч.:	41,09	42,77	42,15	46,36	38,26
энергокомпаний		4,44	42,15	46,36	38,26
муниципальные	41,09	38,33			
с. Тигиль					
Потребление теплоэнергии	36,68	35,21	35,38	34,86	28,49
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	36,68	35,21	35,38	34,86	28,49
Котельные - всего, в т. ч.:	36,68	35,21	35,38	34,86	28,49
энергокомпаний	36,30	34,86	34,97	34,45	28,09
муниципальные					
ведомственные	0,38	0,35	0,40	0,40	0,40
пгт. «Палана»					
Потребление теплоэнергии	42,93	40,98	41,50	41,52	41,35
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	42,93	40,98	41,50	41,52	41,35

Показатель	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
Котельные - всего, в т. ч.:	42,93	40,98	41,50	41,52	41,35
энергocomпаний					
муниципальные	42,93	40,98	41,50	41,52	41,35
с. Тилички					
Потребление теплоэнергии	17,69	19,06	10,94	18,74	16,72
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	17,69	19,06	10,94	18,74	16,72
Котельные - всего, в т. ч.:	17,69	19,06	10,94	18,74	16,72
энергocomпаний	17,69	19,06	10,94	18,74	16,72
муниципальные					
с. Тымлат					
Потребление теплоэнергии	6,82	6,07	5,97	6,39	6,66
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	6,82	6,07	5,97	6,39	6,66
Котельные - всего, в т. ч.:	6,82	6,07	5,97	6,39	6,66
энергocomпаний	6,82	6,07	5,97	6,39	6,66
муниципальные					
с. Усть Хайрюзово					
Потребление теплоэнергии	14,36	13,32	13,65	13,66	13,91
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	14,36	13,32	13,65	13,66	13,91
Котельные - всего, в т. ч.:	14,36	13,32	13,65	13,66	13,91
энергocomпаний	14,36	13,32	13,65	13,66	13,91
муниципальные					
с. Устьевое					
Потребление теплоэнергии	5,76	5,48	3,17	3,93	3,96
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	5,76	5,48	3,17	3,93	3,96
Котельные - всего, в т. ч.:	5,76	5,48	3,17	3,93	3,96
энергocomпаний	5,76	5,48	3,17	3,93	3,96
муниципальные					
п. Крутогоровский					
Потребление теплоэнергии	5,44	5,92	3,53	4,80	4,84
Источники тепловой энергии - всего, в т. ч.:	5,44	5,92	3,53	4,80	4,84
Котельные - всего, в т. ч.:	5,44	5,92	3,53	4,80	4,84
энергocomпаний	5,44	5,92	3,53	4,80	4,84
муниципальные					

Потребление тепла в прочих изолированных районах составляет не более 2,5 % от общего теплопотребления по краю.

Основным потребителем тепловой энергии в Камчатском крае является население.

Анализ отпуска тепловой энергии потребителям в территориальном разрезе показывает, что основное потребление тепловой энергии приходится на городской округ Петропавловск-Камчатский, доля которого в 2018 году составила 71,95 % от потребления тепла в Камчатском крае.

2.7. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Камчатском крае

Основными потребителями тепловой энергии в Камчатском крае являются управления жилищно-коммунального хозяйства крупных населенных пунктов и объекты социального назначения, объекты рыболовства и пищевой промышленности.

Информация по основным потребителям тепловой энергии за 2018 год приведена в таблице 9

Таблица 9

Перечень основных потребителей тепловой энергии

№ п/п	Наименование потребителя, место расположения	Вид деятельности	Годовой объем теплотребления, тыс. Гкал	Источник покрытия тепловой нагрузки	Присоединенная нагрузка Гкал/ч
1.	Акционерное общество «Камчатское пиво», г. Петропавловск-Камчатский ул. Лукашевского, 13	15.96	3,161	ТЭЦ-2	1,9211
2.	Рыболовецкий колхоз имени В.И. Ленина, г. Петропавловск-Камчатский, ул. Космонавтов, 40	03.11	3,264	Котельные ПКГО	1,77
3.	Федеральное казенное учреждение «Центр хозяйственного и сервисного обеспечения Управления Министерства внутренних дел Российской Федерации по Камчатскому краю, г. Петропавловск-Камчатский, пр. Рыбаков, 49	75.14	6,534	ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, котельные Елизовского района, котельные ПКГО	3,272
4.	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Камчатский	80.30.1	4,016	ТЭЦ-2	1,893

	государственный технический университет», г. Петропавловск-Камчатский, Ключевская 35				
5.	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения «Камчатская краевая больница им. А.С. Лукашевского», г. Петропавловск-Камчатский, Ленинградская 112	85.11.1	4,206	ТЭЦ-2	1,395
6.	государственное бюджетное учреждение здравоохранения Камчатского края «Елизовская районная больница», Елизовский р-н, с Сокоч, Юбилейная 3	85.11.1	3,206	котельные Елизовского района	1,423
8.	Государственное унитарное предприятие Камчатского края «Камчатстройэнергосервис», г. Петропавловск-Камчатский, Лукашевского 5	70.32.2	4,42	ТЭЦ-2	2,963
9.	Муниципальное унитарное предприятие Петропавловск-Камчатского городского округа «Управление механизации и автомобильного транспорта» г. Петропавловск-Камчатский, Автомобилистов 1	45.1	19,508	Котельные ПКГО	5,545
10	Акционерное общество «Международный аэропорт Петропавловск-Камчатский (Елизово)», г. Елизово, Звёздная 10	62.10.1	2,793	котельные Елизовского района	0,999

2.8 Основные характеристики теплосетевого хозяйства Камчатского края

Протяженность тепловых сетей в двухтрубном исполнении в 2018 году составила 700,88 км. Крупными предприятиями Камчатского края, эксплуатирующими тепловые сети, являются: ПАО «Камчатскэнерго» - 353,6 км тепловых сетей в двухтрубном исполнении, АО «Корякэнерго» - 27,31 км, АО «Тепло Земли» – 65,78 км, АО «ЮЭСК» - 29,28 км., АО «Камчатскэнергосервис» - 83,05 км., АО «Оссора» - 15,25 км., МУП «Горсети» - 15,8 км.

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 от 0,1 до 8 км.

Основной проблемой эксплуатации тепловых сетей населенных пунктов Камчатского края является их физический износ. В 2018 году в замене нуждались 52 % тепловых сетей от всей протяженности. Эксплуатирующие компании в 2017 году

провели работы по ремонту и замене тепловых сетей, было заменено 14 км ветхих тепловых и паровых сетей.

Состояние теплосетевого хозяйства Петропавловск-Камчатского городского округа

Существующая система водяных тепловых сетей двухтрубная и четырехтрубная (с отдельной подачей тепла на отопление и горячее водоснабжение).

В связи с преобладанием нагрузки жилищно-коммунального сектора, регулирование отпуска тепла потребителям на отопление осуществляется по графику 95–70 °С.

Присоединение местных систем отопления, в основном, независимое, через ЦТП.

Нагрузки системы централизованного горячего водоснабжения покрываются по закрытой схеме.

Прокладка существующих теплопроводов надземная и подземная – в непроходных железобетонных каналах.

На тепломагистрали № 2 от Камчатской ТЭЦ-1 установлены две подкачивающие насосные станции (далее – ПНС), которые в настоящее время законсервированы:

– ПНС – 1 (установлено 5 насосов типа СЭ 800-55-11) – на подающем трубопроводе,

– ПНС - 2 (установлено 2 насоса 200Д-60 и 2 насоса НКУ-250-75) – на обратном трубопроводе.

На тепломагистрали № 3 от Камчатской ТЭЦ-2 установлены ПНС-3 с тремя насосами СЭ 1250-70-11 на подающем трубопроводе и ПНС-4 с четырьмя насосами СЭ 800-55-11.

Насосное оборудование указанных ПНС ПАО «Камчатскэнерго» находится в удовлетворительном состоянии.

Текущее состояние инженерных сетей является причиной повышения затрат на водо- и теплоснабжение что, в том числе, обуславливает высокий уровень затратности жилищно-коммунального хозяйства.

Состояние теплосетевого хозяйства г. Елизово

Существующая система водяных тепловых сетей по г. Елизово – двухтрубная, закрытая. Присоединение местных систем отопления, в основном, независимое, через водо-водяные подогреватели.

Прокладка существующих теплопроводов преимущественно надземная, на низких опорах, а также подземная – в непроходных железобетонных каналах.

Основная часть тепловых сетей находится в неудовлетворительном состоянии.

2.9. Структура установленной электрической мощности на территории Камчатского края

Суммарная установленная мощность электростанций Камчатского края на 31 декабря 2018 года составила 593,06 МВт, из них электростанций центрального энергоузла – 491,1 МВт.

Основными источниками электроснабжения в центральном энергоузле являются две ТЭЦ, две блок – станции (Мутновская и Верхне-Мутновская ГеоЭС), каскад Толмачёвских ГЭС, установленной мощностью:

Наименование	Установленная мощность, МВт
- Камчатская ТЭЦ-1	204
- Камчатская ТЭЦ-2	160
- Мутновские ГеоЭС	62
- Толмачёвские ГЭС 1, 2, 3	45,4
- ДЭС (резервные)	16,4
- ВЭС (п. Октябрьский)	3,3

В связи с избытком мощности в Центральном энергоузле Камчатского края (ЦЭУ), на Камчатской ТЭЦ-1 выведены в консервацию часть котлоагрегатов (ст. № 1-5,9) и турбогенератор (ст. № 7). Также на ТЭЦ-1 турбоагрегат ст.№3 25 МВт согласно приказа Минэнерго России №765 от 17.08.2017 г. выведен из эксплуатации с 01.12.2017 года.

В остальных энергоузлах края электроснабжение осуществляется в основном от дизельных электростанций, ГеоЭС (Паужетская – в Озерновском энергоузле), малой ГЭС (Быстринской ГЭС-4), а также ВЭС (в п. Октябрьском, с. Никольском, с. Усть-Камчатск) установленной мощностью:

Наименование	Установленная мощность, МВт
- Паужетская ГеоЭС	15,57
- Быстринская ГЭС - 4	1,71
- ВЭС	5,52

Ограничения установленной мощности на 31 декабря 2018 года составили 20,03 МВт, в том числе:

- Мутновские ГеоЭС – 12,39 МВт;
- Толмачевские ГЭС – 4,2 МВт;
- Паужетская ГеоЭС – 6,27 МВт (из-за снижения потенциала Паужетского месторождения парогидротерм мощность ограничена на уровне 5,9 МВт);
- Быстринской ГЭС-4 - 1,7 МВт (ГЭС деривационного типа на р. Быстрая не работает в период ледостава в декабре-январе, в течение 1-2 мес. в году).

Установленная мощность электростанций Камчатского края увеличилась за последние годы в основном за счёт ввода возобновляемых источников генерирующей мощности, а также новых более экономичных агрегатов на дизельных электростанциях.

В конце 2011 года принята в эксплуатацию третья ГЭС каскада малых Толмачевских ГЭС - ГЭС-2 мощностью 24,8 МВт, с вводом которой ГЭС могут покрывать пиковые нагрузки центрального энергоузла.

С выходом каскада Толмачевских ГЭС на расчетную мощность (с полным вводом всего оборудования), режим работы ЦЭУ улучшился за счет следующих факторов:

1. В зимний период Камчатская ТЭЦ-1 работает по «тепловому» графику, то есть практически без разгрузки (в базовой части суточного графика). Мутновские ГеоЭС работают в базовом режиме, с частичной разгрузкой станции, для обеспечения теплофикационного минимума Камчатских ТЭЦ. Камчатская ТЭЦ-2 регулирует частоту. Каскад Толмачевских ГЭС покрывает пиковую часть суточного графика электрической нагрузки (как «дневной» так и «вечерний» пик нагрузки).

2. В летний период Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 несут основную нагрузку, регулируя частоту. Мутновские ГеоЭС работают в базовом режиме, с частичной разгрузкой станции по технологическому минимуму Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. Каскад Толмачевских ГЭС, как и в зимний период, покрывает пиковую часть суточного графика.

Покрытие пиковой части суточного графика нагрузки Толмачевским каскадом ГЭС как в зимний, так и в летний периоды, позволяет снизить количество сжигаемого топлива на Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. Тем самым улучшаются экономические показатели ЦКЭУ в целом.

3. Кроме указанного выше, Толмачевский каскад ГЭС позволяет сократить время ликвидации аварийных ситуаций, связанных с потерей генерирующей мощности.

Кроме положительных качеств каскад Толмачевских ГЭС имеет и недостатки:

- Каскад построен по деривационному принципу и на ГЭС-2 и ГЭС-3 нет бассейнов суточного регулирования. В связи с этим, каскад не может работать в режиме регулирования частоты. Большая ГЭС с большим водохранилищем позволила бы регулировать частоту в течении суток. Тем самым экономические характеристики энергосистемы улучшились бы в большей степени.

- В связи с тем, что каскад построен по деривационному принципу, он не может взять сиюминутно полную нагрузку. Вода, поступающая из водохранилища на ГЭС-1, поступает на основные генерирующие агрегаты ГЭС-2 и ГЭС-3 в течении 1-1.5 часов (в зависимости от времени года), что не позволяет использовать ГЭС в аварийной ситуации, когда нагрузку необходимо «подхватить» без выдержки по времени.

Следовательно, в центральном энергоузле проблема дефицита пиковой мощности также остаётся актуальной, в перспективе необходимо предусмотреть ввод пикового энергоисточника (ГЭС плотинного типа или ГТУ).

В 2014-2015 годах установлены ВЭС в с. Усть-Камчатск, три ветроэнергетические установки Комаи KWT300, общей мощностью 900 кВт. ВЭС приняты в эксплуатацию АО «ЮЭСК».

Новые мощности на электростанциях энергосистемы Камчатского края, введенные в 2017 году согласно утвержденных инвестиционных программ на 2017-2019 годы генерирующих компаний (таблица 10).

Таблица 10

Перечень вводов мощности на электростанциях в 2017 году.

Наименование электростанции	Тип оборудования	Вид топлива	Установленная мощность блока	
			МВт	Гкал/ч
2017 год				
1. на ДЭС-16 (увеличение мощности) п. Средние Пахачи	2x0,22 1x0,4	дизельное	0,84	
2. Модульная ДЭС-8 п. Верхние Тилички			5,0	
2.1. Модульная ДЭС-8 п. Верхние Тилички (полная замена)	3x1,0 DA-C1250	дизельное	3,0	
2.2. Модульная ДЭС-8 п. Верхние Тилички (модернизация, ввод доп. мощности)	2x1,0 DA-C1250	дизельное	2,0	
3. ДЭС-8, п. Тилички	1x1,0	дизельное	1,0	
4. на ДЭС-22 (замена) п. Ключи	1x1,0	дизельное	1,0	

В 2017 году АО «Корякэнерго» осуществило полную замену Модульной ДЭС-8 путем замены 3-х основных ДГУ мощностью 1,0 МВт каждая, а также установить дополнительный блок с двумя ДГУ мощностью 1,0 МВт каждая, тем самым увеличив установленную мощность модульной ДЭС-8 с 3,0 до 5,0 МВт. Также в с. Усть-Хайрюзово вводятся мощности в размере 2,4 МВт взамен мощности 2,0 МВт (табл. 11), тем самым увеличивая установленную мощность на 0,4 МВт.

Таблица 11

Перечень выведенных из эксплуатации агрегатов на электростанциях в 2017 году

Наименование электростанции	Марка оборудования	Вид топлива	Установленная мощность	
			МВт	Гкал/ч
1. Камчатская ТЭЦ-1	ПТ-25-90/10М	Природный газ/мазут	25	72

Структура установленной мощности по типам генерирующих мощностей на 31 декабря 2018 года дана в таблице 12 и на рисунке 3.

Таблица 12

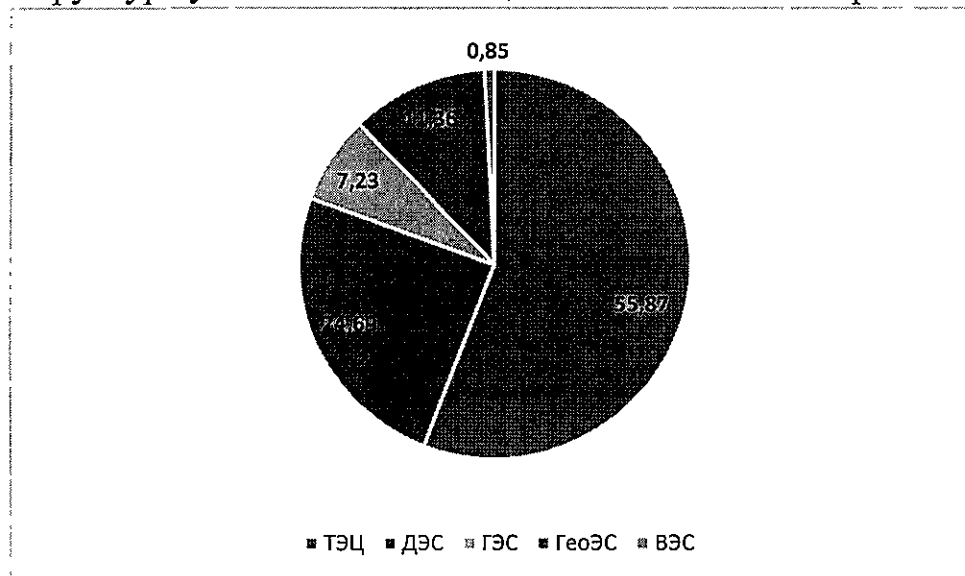
Структура установленной мощности на территории Камчатского края в 2018 году

Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Структура, %
Всего, в т. ч.:	651,5	100,0
ТЭС – всего, в том числе.:	364	55,87
КЭС	0	0,0
из них ПГУ	0	0,0
ТЭЦ	364	55,87
из них ПГУ и ГТ-ТЭЦ	0	0,0
ДЭС	160,8	24,68
из них ГДЭС	8,95	1,37
ГЭС	47,11	7,23
из них МиниГЭС	1,71	0,26
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (НВИЭ) - всего, в том числе:	126,63	19,43
ГеоЭС	74	11,35
ВЭС	5,52	0,84
Солнечные ЭС	0	0,0
ГЭС	47,11	7,23

*С учетом ввода мощностей указанных в таблице 10.

Рисунок 3

Структура установленной мощности по типам электростанций



В структуре установленной электрической мощности на территории Камчатского края преобладают ТЭЦ центрального энергорайона – 55,87 % от суммарной мощности электростанций, а также ГеоЭС – 11,36 %, доля ДЭС и ГЭС составила 24,69 % и 7,23 % соответственно. Доля ВЭС составила 0,85 %.

Большое количество дизельных электростанций малой мощности, эксплуатируемых небольшими компаниями, различных форм собственности в изолированных энергоузлах, приводит к наличию статистической погрешности в определении суммарного электропотребления изолированных энергоузлов Камчатского края.

2.10. Состав существующих электростанций Камчатского края

В разделе приведён состав (перечень) электростанций (включая блок-станции и прочие электростанции) Камчатского края мощностью более 5 МВт с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям (таблица 13).

На территории Камчатского края по состоянию на 31 декабря 2018 года функционировало 11 электростанций и блок-станций, установленная мощность которых составляет 5 МВт и более:

1. Центральный энергоузел:
 - 1) Камчатская ТЭЦ-1 – 204 МВт;
 - 2) Камчатская ТЭЦ-2 – 160 МВт;
 - 3) Каскад Толмачевских ГЭС – 45,4 МВт;
 - 4) Мутновская ГеоЭС-1 – 50,0 МВт;
 - 5) Верхне-Мутновская ГеоЭС – 12,0 МВт;
2. Изолированные энергоузлы:
 - 1) Паужетская ГеоЭС – 12,0 МВт;
 - 2) ГДЭС-7 в с. Соболево – 4,67 МВт;
 - 3) ДЭС-10 в го «п. Палана» – 6,0 МВт;
 - 4) ДЭС-22 в п. Ключи – 6,2 МВт;
 - 5) ДЭС-23 в с. Усть-Камчатск – 8,2 МВт;
 - 6) ДЭС-8 в с. Тиличики – 6,0 МВт.

Таблица 13

Состав (перечень) электростанций мощностью 5 МВт и выше в Камчатском крае в 2018 году

Наименование	Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Установленная мощность на конец года	
						МВт	Гкал/ч
ПАО «Камчатскэнерго»						375,8	505,0
Камчатская ТЭЦ-1				Газ, мазут	г. Петропавловск-Камчатский	204	145
		турбины					
	4	Р-44-9,0/1,2	1970			44	90
	5	К-50-90-4	1975			55	0
	6	Т-50-90	1977			50	55
	7	К-50-90-4	1980			Консервация	
		котлы					
	1	1xBK3-135-100ГМ	1966	мазут		Консервация	
	2	1xBK3-120-100ГМ	1965	мазут		Консервация	
	3-5	3xBK3-135-100ГМ	1969-1971	мазут		Консервация	
	6-8	3xBK3-135-100ГМ	1975-1977	газ, резервное топливо-мазут		3x135 т/ч	
	9	1xBK3-135-100ГМ	1978	Мазут		Консервация	
	10, 11	2xBK3-120-100ГМ .	1981,1983	Мазут		2x120 т/ч	
Камчатская ТЭЦ-2				Газ, резервное топливо - мазут	г. Петропавловск-Камчатский	160	360
		турбины					
	1	ПТ-80/100-130/13	1985			80	180
	2	ПТ-80/100-130/13	1987			80	180
		котлы					

Наименование	Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Установленная мощность на конец года	
						МВт	Гкал/ч
	1-3	3хБКЗ-320-140 ГМ	1985,1986 1988			3х320 т/ч	
ДЭС (резервные)						11,8	
	1-5	14-26ДГ				5,4	
	1-8	Г-72				6,4	
АО «Камчатские электрические сети им. И.А. Пискунова»	ДГ1-5	Всего, в т.ч. 5хДГ-72	1982, 1983, 1985, 2*1986.	Дизельное	п. Октябрьский, Усть- Большерецкий муниципальный район	7,3	
	ВЭС1-3 ВЭС4-7	ВЭУ	2008 2014	----		0,9 2,4	
						62,0	
Верхне-Мутновская ГеоЭС		Конденсац. агр.		Пароводя- ная смесь из геотер- мальных скважин	п. Дачный, Елизовский муниципальный район	12,0	
	1	Туман 4К	1999			4,0	
	2	Туман 4К	1999			4,0	
	3	Туман 4К	2000			4,0	
Мутновская ГеоЭС-1		Конденсац. агр.		Пароводя- ная смесь из геотер- мальных скважин	п. Дачный, Елизовский муниципальный район	50,0	
	1	К-25-0,6 Гео	2002			25,0	
	2	К-25-0,6 Гео	2002			25,0	
АО «Паужетская ГеоЭС»						12,0	
Паужетская ГеоЭС		Конденсац. агр.		Геотер- мальный пар	п. Паужетка, Усть- Большерецкий муниципальный район	12,0	
	1	ГТЗА-6-01	2006			6,0	
	3	МК-6-01	1980			6,0	
ПАО «КамГЭК»						45,4	

Наименование	Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Установленная мощность на конец года	
						МВт	Гкал/ч
ГЭС-1		Станция-регулятор приплотинного типа с глубинным регулирующим водосбросом, с напором 17 м: гидрогенераторы – 2 ед.:		Гидроресурсы	Усть-Большерецкий муниципальный район, р. Толмачева	2,2	
	1	СВ 215/26-14УХЛ4	1999			1,1	
	2	СВ 215/26-14УХЛ4	1999			1,1	
ГЭС-2		Станция деривационного типа с металлическим напорным водоводом с напором 163 м: гидрогенераторы – 2 ед.:		Гидроресурсы	Усть-Большерецкий муниципальный район, р. Толмачева	24,8	
	1	СВ 2-215/119УХЛ4	2011			12,4	
	2	СВ 2-215/119УХЛ4	2011			12,4	
ГЭС-3		Станция деривационного типа с открытым каналом и металлическим напорным водоводам на концевых участках, с напором 122 м:		Гидроресурсы	Усть-Большерецкий муниципальный район, р. Толмачева	18,4	

Наименование	Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Установленная мощность на конец года	
						МВт	Гкал/ч
		гидрогенераторы – 2 ед.:					
	1	СВ 215/106-8УХЛ4	2001			9,2	
	2	СВ 215/106-8УХЛ4	2001			9,2	
ДЭС-8 + мДЭС-8					с. Тилички, Олоторский муниципальный район	11	
мДЭС-8 (АО «Корякэнерго»)		Модульная ДЭС		Дизельное топливо		5,0	
	1-5	5x1,0 DA-C1250	2017			5 x 1,0 =5,0	
ДЭС-10 (АО «ЮЭСК»)		дизельные двигатели		Дизельное топливо	го п. Палана, Тигильский муниципальный район	6,0	
	2	ДГ-72	1992			0,8	
	3	ДГ-72	2011			0,8	-
	4	ДГ-99	2001			1,0	
	5	ДГ-72	1978			0,8	
	6	LB8250ZLD	2016			1,0	
	7	ДГ-72	1978			0,8	
	8	ДГ-72	1980			0,8	
ДЭС-22 (АО «ЮЭСК»)		дизельные двигатели		Дизельное топливо	п. Ключи, Усть-Камчатский муниципальный район	6,2	

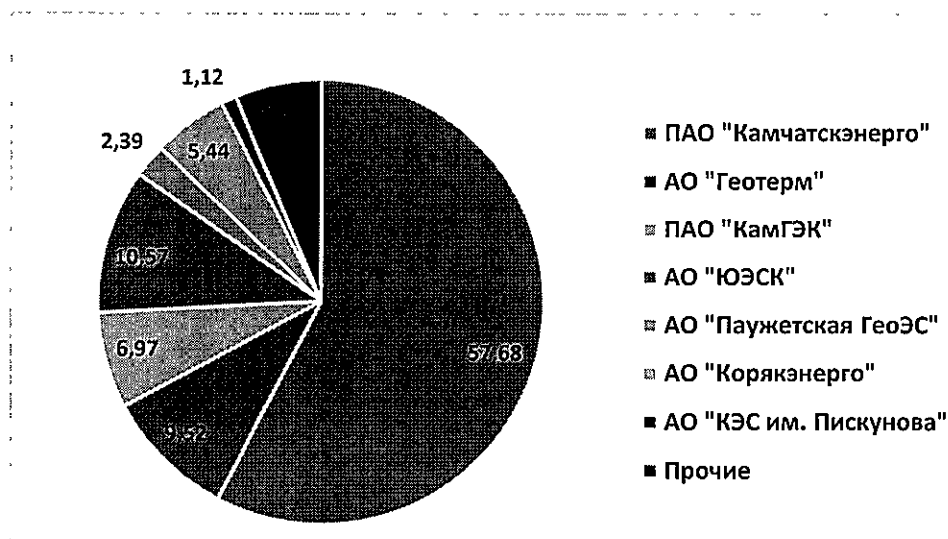
Наименование	Номер агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Установленная мощность на конец года	
						МВт	Гкал/ч
	1	11Д100	2013			1,0	
	2	LB8250ZLD	2014			1,0	
	3	LB8250ZLD	2017			1,0	
	4	ДГ-72	2001			0,8	
	5	ДГ-72	1977			0,8	
	6	Г-72М	2012			0,8	
	7	Г-72М	2010			0,8	
ДЭС-23 (АО «ЮЭСК»)		дизельные двигатели		Дизельное топливо	с. Усть-Камчатск,	8,40	
	4	ДГ-72М.	1991			0,8	
	5,6	LB8250ZLD	2013, 2017			2 x 1,0	
	7, 8, 11	3xДГ-72М.	1992			3 x 0,8	
	9 и 13	2xДГ-72	1975			2 x 0,8	
	12	ДГ-72М	1987			0,8	
	14	ДГ-72М	1988			0,8	
ДЭС (АО «Корякэнерго» + АО «ЮЭСК») установленной мощностью до 5 МВт)		ДЭС		Дизельное топливо		67,355	
Прочие ДЭС		ДЭС		Прочие ДЭС		41,126	
Всего по Камчатскому краю						648,8*	

* Итоговая установленная мощность по краю приведена в соответствии с Таблицей 12

На рисунке 4 приведена структура установленной мощности электрогенерирующего оборудования Камчатского края по наименованию эксплуатирующих организаций.

Рисунок 4

Структура установленной мощности электрогенерирующего оборудования Камчатского края по наименованию эксплуатирующих организаций



Одной из основных проблем энергетики Камчатки на современном этапе становится износ оборудования тепловых электростанций, работающих на основе традиционных технологий и использующих углеводородное топливо, и ДЭС.

Часть основного энергетического оборудования Паужетской ГеоЭС и части ДЭС выработало свой технический ресурс и продлена актами обследования на второй срок. Энергетическое оборудование Камчатской ТЭЦ-1 введено в эксплуатацию более 40 лет назад и уже устарело, что влияет на надежность его эксплуатации.

Генерирующее оборудование Камчатской ТЭЦ-1 и часть ДЭС имеют более низкие технико-экономические показатели электростанций (удельные расходы топлива на отпущенную электроэнергию) по сравнению с современным оборудованием.

Парковый ресурс оборудования со сроком эксплуатации более 40 лет как правило относится к категории продленного, что значительно снижает системную надежность и является фактором роста экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию.

Высокозатратное поддержание в удовлетворительном техническом состоянии при существующем износе генерирующего оборудования Камчатской ТЭЦ-1 и ДЭС не обеспечивает уровня безопасности, установленного действующей нормативной документацией, и не решает задачу снижения себестоимости электроэнергии до уровня среднероссийского.

Состав и состояние парка турбинного оборудования Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 на 31 декабря 2018 года приведены в таблице ниже.

Показатели	Камчатская ТЭЦ-1				Камчатская ТЭЦ-2	
	4	5	6	7	1	2
Станционный номер агрегата						
Тип (марка) турбины	Р-44-9,0/1,2	К-50-90-4	Т-50-90	К-50-90-4	ПТ-80/100-130-13	ПТ-80/100-130-13
Год ввода	1970	1975	1977	1980	1985	1987
Завод изготовитель (сокращенно)	Ленинградский МЗ				Ленинградский МЗ	
Установленная электрическая мощность, МВт	44	55	50	55	80	80
Тепловая мощность, Гкал*час	90	0	55	0	180	180
Выработка электроэнергии в 2018 году – всего млн. кВт*ч	64,836	17,244	165,252	21,564	344,368	424,736
В т.ч. по теплофикационному циклу, млн. кВт*ч	64,836	0	58,228	0	164,016	251,545
Отпуск тепла из отборов турбин, тыс.Гкал	194,568	0	138,780	0	339,653	476,641
Парковый ресурс норма, тыс. час	270	270	270	270	220	220
Наработка с начала эксплуатации на конец 2018 года, тыс. час	199,018	147,907	227,608	139,871	207,330	192,504
Год достижения паркового ресурса	2050	2050	2025	2050	2020	2022
Количество пусков с начала эксплуатации	266	252	222	197	186	176

Примечание: турбоагрегат ст.№3 согласно приказа Минэнерго России №765 от 17.08.2017г выведен из эксплуатации с 01.12.2017 года.

Располагаемая мощность электростанций в центральном энергоузле, превышает максимальную нагрузку почти в 2 раза. Из-за этого менее экономичная Камчатская ТЭЦ-1 эксплуатируется с низким коэффициентом использования установленной мощности, турбоагрегат ст.№7 (К-50-90-4) выведен в консервацию.

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

- на Камчатской ТЭЦ-1- в 2050 году, учитывая существующую малую загрузку оборудования, (кроме турбоагрегата ст.№6 Т-50-90, парковый ресурс которого обрабатывается в 2025 году);

- на ТЭЦ-2 - турбоагрегат ст.№1 и ст.№2 (ПТ-80/100-130-13) - в 2020 и 2022 годах.

При достижении паркового ресурса турбинного оборудования потребуется его обследование и в зависимости от результатов обследования продление индивидуального ресурса (ИД) до 50-100 тыс. час. (что более вероятно), либо замена.

Состав и состояние парка турбинного оборудования Паужетской и Мутновских ГеоЭС приведен ниже в таблице.

Наименование	Тип (марка) турбины	Год изготовления/ввода	Установленная мощность на конец года	Год достижения паркового ресурса
Верхне-Мутновская ГеоЭС	Туман 4К	1999	4,0	2029
	Туман 4К	1999	4,0	2029
	Туман 4К	2000	4,0	2029
Мутновская ГеоЭС-1	К-25-0,6 Гео	2002	25,0	2032
	К-25-0,6 Гео	2002	25,0	2032

Наименование	Тип (марка) турбины	Год изготовления/ввода	Установленная мощность на конец года	Год достижения паркового ресурса
Паужетская ГеоЭС	Ст.№1 ГТЗА-6-01	2005/2006	6,0	2046
	Ст.№3 МК-6-0.2	1940/1980	6,0	2020

Состояние парка турбинного оборудования Мутновских ГеоЭС удовлетворительное.

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

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 продлён парковый ресурс основных частей турбоагрегата МК-6-0.2 (корпус и проточная часть) на 35 тыс. час. Вопрос замены ТА или реконструкции с заменой проточной части и системы регулирования будет решаться экспертизой в 2020 году.

На Паужетской ГеоЭС за 50-летний период эксплуатации были произведены две реконструкции генерирующего оборудования путём 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 геотермального месторождения без развития скважинного фонда сократили реальную добычу пара на уровне 5,6 МВт, вместо возможных 8 МВт.

Немаловажной проблемой в настоящее время является неопределенность в исполнении лицензионных защищенных запасов газа для энергетики и высокая стоимость углеводородного топлива, которая в будущем будет возрастать.

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 (в первую очередь гидроэнергетика и геотермальная энергетика), с низкой себестоимостью продукции, а также работы по восстановлению энергоресурса для ГеоЭС - бурение добычных скважин ПВС.

Генерирующее оборудование ДЭС 75% станций считается устаревшим, отработавшими свой срок службы 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.

ДЭС-8 с. Тилички находится в аварийном состоянии. После сильного землетрясения 2006 года в Олюторском муниципальном районе ДЭС-8 сильно пострадала. Проведенные работы по укреплению здания не позволяют эксплуатировать станцию без ограничений, а также в безопасном режиме для персонала. В связи с чем АО «Корякэнерго» провела модернизацию Модульной ДЭС в п. Верхние Тилички установив 5 новых ДГ, а АО «ЮЭСК» установили дополнительный ДГ на ДЭС-8.

2.11. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Производство электроэнергии на электростанциях территории Камчатского края в отчётном году, его структура и изменение по сравнению с предыдущим годом даны в таблице 14.

Таблица 14

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций в Камчатском крае за 2018 год

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн. кВт*ч	Структура, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
Электростанции ПАО «Камчатскэнерго», в т.ч.:	1038,45	57,2	5,8
Камчатская ТЭЦ-1	268,90	14,8	24,3
Камчатская ТЭЦ-2	769,10	42,4	0,6
АО «Геотерм», в т.ч.:	383,371	21,1	-2,2
Мутновская ГеоЭС	326,03	18,0	-1,0
Верхнее-Мутновская ГеоЭС	57,341	3,2	-8,8
ПАО «КамГЭК» -Каскад Толмачевских ГЭС	70,23	3,9	4,4
АО "КЭС им. Пискунова", в т.ч.	6,982	0,38	-9,1
ДЭС	0,242	0,01	98,4
ВЭС	6,74	0,4	-10,8

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн. кВт*ч	Структура, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
АО «ЮЭСК» в т.ч.:	118,002	6,5	1,1
Быстринская МГЭС-4	5,55	0,3	-3,0
ВЭС	2,103	0,1	28,3
ДЭС	110,349	6,1	0,9
АО «Паужетская ГеоЭС»	43,764	2,4	2,0
АО «Корякэнерго»	50,888	2,8	26,0
Прочие ДЭС	103,97	5,7	0,0
ВСЕГО, в т. ч.:	1815,66	100,00	3,6
ТЭС – всего, в т. ч.:	1038,451914	57,2	5,8
КЭС	0	0,0	0,0
ТЭЦ	1038,45	57,2	5,8
ДЭС	265,90	14,6	4,5
ГЭС	75,78	4,2	3,8
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (НВИЭ) – всего, в т.ч.:	511,758	28,2	-1,0
Ветровые ЭС	8,843	0,5	-3,8
ГЭС	75,78	4,2	3,8
ГеоЭС	427,135	23,5	-1,8

Из приведённых данных следует, что основная доля электроэнергии вырабатывается на Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 ПАО «Камчатскэнерго» - 57,2 % и Мутновских ГеоЭС АО «Геотерм» - 23,5 %.

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и по видам собственности на территории Камчатского края приведена также на рисунках 5 и 6.

Рисунок 5

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций на территории Камчатского края в 2018 году

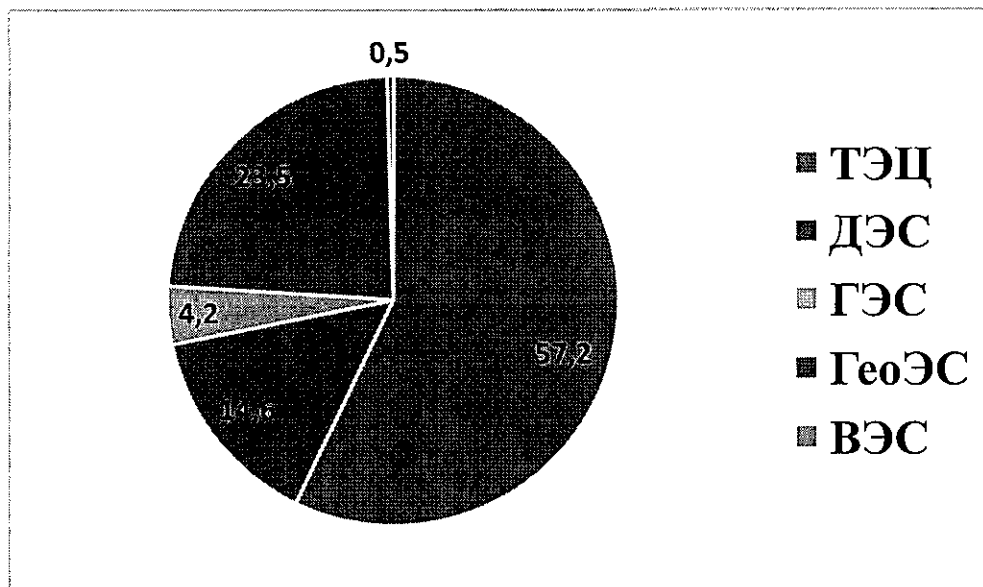
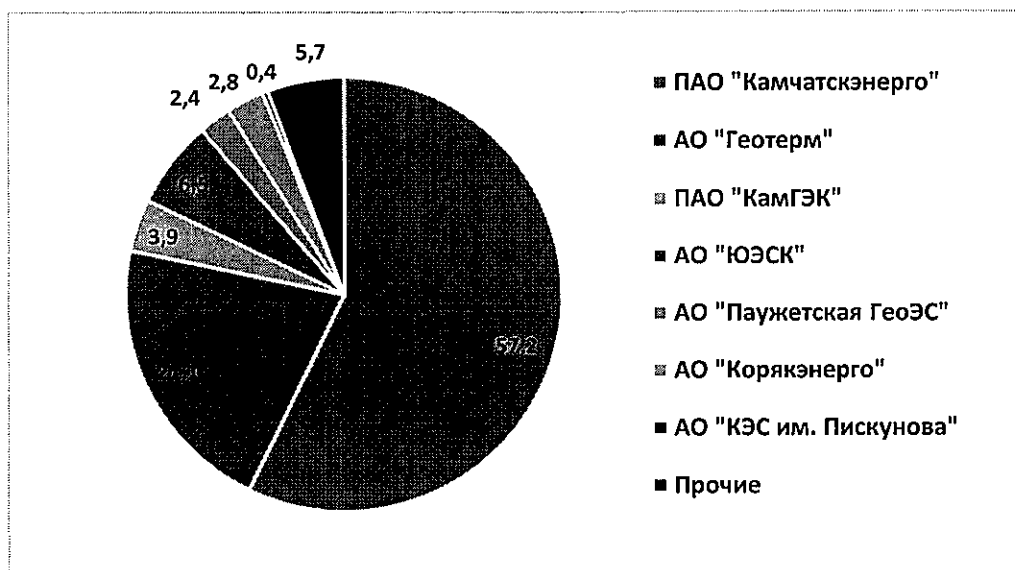


Рисунок 6

Структура выработки электроэнергии по наименованию эксплуатирующих организаций на территории Камчатского края в 2018 году



Основную нагрузку по выработке электроэнергии несут: электростанции ПАО «Камчатскэнерго», из них Камчатская ТЭЦ-2, как более экономичная ТЭЦ, и бестопливные энергоисточники АО «Геотерм» - Мутновские ГеоЭС.

Структура установленной электрической мощности электростанций по энергоузлам на территории Камчатского края за 2018 году дана в Приложении 2.

2.12. Характеристика балансов электрической энергии и мощности энергосистемы Камчатского края

Баланс электрической мощности центрального энергоузла Камчатского края за 2018 год представлен в таблице 15.

Таблица 15

Фактический баланс мощности на час прохождения собственного максимума за 2018 г по Камчатскому центральному энергоузлу, МВт

Показатель	2018 год
Максимум потребления	253,0
1. Установленная мощность, всего	471,4
В том числе:	
ТЭС	364
ГЭС (ПАО «КамГЭК»)	45,4
ГеоЭС (АО «Геотерм»)	62,0
2. Ограничения, всего	16,59
В том числе:	
ТЭС	0,0
ГЭС (ПАО «КамГЭК»)	4,2
ГеоЭС (АО «Геотерм»)	12,39
3. Располагаемая мощность (фактическая), всего	454,81
В том числе:	
ТЭС	364
ГЭС (ПАО «КамГЭК»)	41,2
ГеоЭС (АО «Геотерм»)	49,61
4. Ремонты, всего	0,0
В том числе:	
ТЭС	0,0
ГЭС (ПАО «КамГЭК»)	0,0
ГеоЭС (АО «Геотерм»)	0,0
5. Консервация	55,0
В том числе:	
ТЭС	55,0
ГЭС (ПАО «КамГЭК»)	0,0
ГеоЭС (АО «Геотерм»)	0,0
6. Прохождение максимума нагрузки, всего	253,0
В том числе:	
ТЭЦ-2	158
ТЭЦ-1	74
ГЭС (ПАО «КамГЭК»)	39,55
ГеоЭС (АО «Геотерм»)	53,3
7. Резерв, всего	187,6
В том числе:	
ТЭС	168,8
ГЭС (ПАО «КамГЭК»)	18,8

Показатель	2018 год
ГеоЭС (АО «Геотерм»)	0,0

В Центральном энергоузле Камчатского края имеются избыточные мощности электрогенерации. Из-за больших избытков мощности менее экономичная и устаревшая Камчатская ТЭЦ-1 (строилась с 1964 по 1980 г.г.) эксплуатируются с низким коэффициентом использования установленной мощности.

Фактический резерв мощности в центральном энергоузле Камчатского края в 2018 году оставил 155,9 МВт (33,6 % от располагаемой мощности).

Балансы электрической мощности изолированных энергоузлов приведены в Приложении 3.

Баланс электрической энергии центрального энергоузла Камчатского края за 2018 год представлен в таблице 16.

Таблица 16

Баланс электрической энергии центрального энергоузла Камчатского края за 2018 год

Показатель	2018 год
Выработка электроэнергии по ЦЭУ, млн. кВт*ч, в т.ч.	1492,05
АО «Геотерм»	383,37
ПАО «КамГЭК»	70,23
ПАО «Камчатскэнерго»* в т.ч.:	1038,45
КТЭЦ-1	268,90
КТЭЦ-2	769,10
Резервные ДЭС	0,45
Собственное потребление, млн. кВт*ч, в т.ч.	161,6
собственные нужды станций	115,522
хознужды станции	2,855
потери на станциях	6,236
производственные нужды	36,985

* По данным ПАО «Камчатскэнерго» (форма 10-14 энерго. Отчет о производстве и отпуске электроэнергии)

2.13. Объем и структура топливного баланса электростанций и котельных (с учётом муниципальных котельных) на территории Камчатского края

Топливообеспечение электростанций Камчатского края является проблемным уже многие годы из-за высокой стоимости нефтепродуктов. В центральном энергоузле в 2010-2012 годы Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 переведены с мазута на использование более дешёвого местного природного газа. При этом на текущий момент в условиях ограниченной ресурсной базы (по данным ПАО «Газпром») вопрос с привозным топливом снова выходит на повестку.

Структура потребляемого топлива электростанциями и котельными Камчатского края за 2018 год дана в таблице 17 и на рисунке 7.

Таблица 17

Потребление топлива электростанциями и котельными Камчатского края

за 2018 год, тыс. т.у.т.

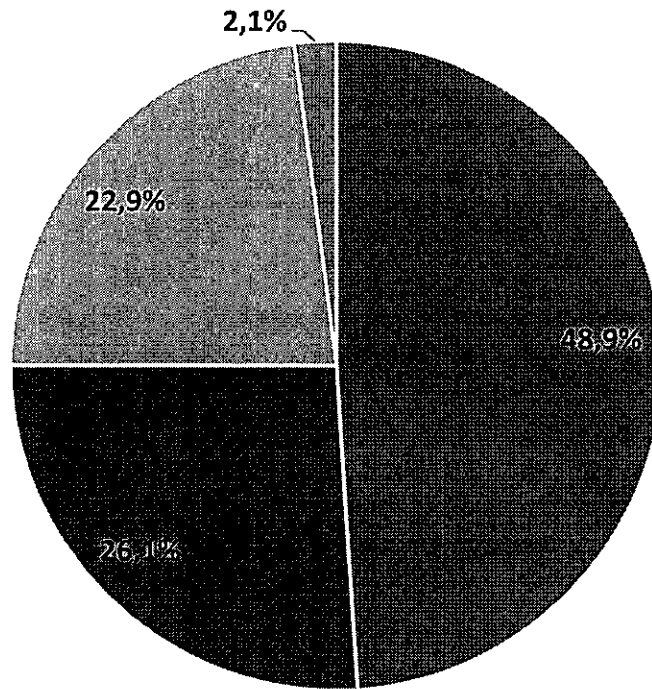
№ п/п	Показатель	Всего	в том числе				
			газ	уголь	мазут	дизельное топливо	прочее топливо
	Годовой расход топлива - всего,,::	967,0	473,5	252,2	140,9	80,5	19,9
	%	100,0	49,0	26,1	14,6	8,3	2,1
	В т.ч.						
1	Камчатские ТЭЦ ПАО «Камчатскэнерго» - всего, в т. ч.:	462,3	444,0	0,0	18,3	0,0	0,0
1,1	Камчатская ТЭЦ-1	140,1	123,771		16,308		
1,2	Камчатская ТЭЦ-2	322,2	320,24		1,989		
2	ДЭС, 332 ед. - всего, в т. ч.:	66,4	3,4	0,0	0,0	63,0	0,0
2,1,1	ДЭС ПАО «Камчатскэнерго»	0,1				0,1	
2,1,2	ДЭС (в т. ч. ГДЭС) АО «ЮЭСК»	28,4	2,6			25,9	
2,1,3	ДЭС АО «Корякэнерго»	27,4	0,8			26,6	
2,2	Прочие ДЭС,	10,5				10,5	
3	Котельные – всего, в т. ч.:	438,3	26,1	252,2	122,6	17,5	19,9
3,1	Котельные ПАО "Камчатскэнерго"	175,4	25,57	64,20	84,84	0,74	
3,2	Котельные АО «ЮЭСК»	27,9		21,1		1,5	5,3
3,3	Котельные АО «Корякэнерго»	25,8	0,6	22,9		2,3	
3,4	Котельные АО "Камчатэнергосервис"	78,7		41,4	36,0	0,2	1,1
3,5	Прочие котельные (муниципальные (районные) котельные, Ведомственные, другие)	130,6		102,6	1,7	12,8	13,5

Из приведённых данных следует, что потребление топлива электростанций и котельных Камчатского края за 2018 год составила 967 тыс. т.у.т.

В целом по энергосистеме Камчатского края в 2018 году в структуре топлива, потребляемого электростанциями, котельными и бойлерными, преобладает газ – 49 %, угля – 26,1 %, доля нефтепродуктов – 22,9 %, прочего топлива – 2,1 %.

Рисунок 7

Структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Камчатского края в 2018 году



■ газ ■ уголь ■ нефтетопливо ■ ■ прочее топливо

Для производства электрической и тепловой энергии на Камчатских ТЭЦ и котельной № 1 (ПКГО) филиала «Коммунальная энергетика» используется природный газ Кшукского и Нижне-Квакчикского месторождений. В качестве резервного топлива сохраняется топочный мазут марки М-100.

Для производства тепловой энергии на котельных филиала «Коммунальная энергетика» используется мазут марки М-100, уголь марок Д – ДГ Сибирских месторождений, дизельное топливо и дрова.

Для производства электрической и тепловой энергии на ДЭС и котельных АО «ЮЭСК» используется природный газ Соболевского месторождения, топливо дизельное «Зимнее», уголь.

Расход топлива на электростанциях ПАО «Камчатскэнерго» и АО «ЮЭСК» за 2015-2018 годы приведён в таблице ниже.

Расход топлива на электростанциях ПАО «Камчатскэнерго» и АО «ЮЭСК»
за 2015-2018 годы

тыс. т.у.т.

Показатели	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Годовой расход топлива:				
ПАО «Камчатскэнерго»	634,05	671,065	622,338	637,79
в т.ч. на отпущенную электроэнергию	292,07	298,408	304,602	315,53
теплоэнергию	341,98	372,657	317,736	322,26
АО «ЮЭСК»	61,4	60,417	68,10	58
в т.ч. на отпущенную электроэнергию	43,41	42,28	40,26	40,4
теплоэнергию	17,99	18,137	17,82	17,6

В 2017 году наблюдалось снижение расхода топлива по ПАО «Камчатскэнерго» (- 7,26 %), что произошло за счёт мероприятий по энергосбережению и снижения отпуска тепла от ТЭЦ и котельных, при этом расход на выработку электроэнергии увеличился на 2,1 %. При этом в 2016 году относительно 2015 года расход топлива повысился на 5,8 %, что обусловлено увеличением выработки электроэнергии и отпуска тепла, как по ТЭЦ, так и по котельным.

Удельные расходы условного топлива на электростанциях ПАО «Камчатскэнерго» и АО «ЮЭСК» за 2015-2018 годы

	2015	2016	2017	2018
Удельный расход топлива на ТЭС ПАО «Камчатскэнерго»				
- на электроэнергию, г/кВт*ч	337,6	344,7	351,0	341,96
- на тепло, кг/Гкал *	171,6	172,4	134,4	133,39
1. Камчатская ТЭЦ-1				
- на электроэнергию, г/кВт*ч	411,5	415,7	426,4	399,46
- на тепло, кг/Гкал	131,2	130,1	133,3	131,17
2. Камчатская ТЭЦ-2				
- на электроэнергию, г/кВт*ч	323,3	324,3	328,2	318,7
- на тепло, кг/Гкал	133,4	136,3	134,9	134,34
Удельный расход топлива в АО «ЮЭСК»				
- на электроэнергию, г/кВт*ч	371,6	344,5	375,0	366,11
- на тепло, кг/Гкал	235,4	227,9	231,3	203,4

Из таблицы следует, что наиболее экономичной электростанцией является Камчатская ТЭЦ-2, имеющая более низкий удельный расход топлива на отпуск электроэнергии. Удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии на Камчатских ТЭЦ отличается несущественно.

2.14 Единый топливно-энергетический баланс Камчатского края

Единый топливно-энергетический баланс (далее – ЕТЭБ) Камчатского края представлен по данным Министерства ЖКХ и энергетики Камчатского края за 2013-2015 годы с отражением всех видов ресурсов и групп потребителей, выделенных на основании ОКВЭД, представлен в таблице 18.

Таблица 18

Единый топливно-энергетический баланс Камчатского края
за 2014-2017 годы

2014 год

тыс.тут/тыс.Гкал/млн.кВт*ч

		Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	12	0	0	430	13	537	0	0	0	993
Ввоз	2	134	0	671	0	0	0	0	0	0	805
Вывоз	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Изменение запасов	4	22	0	0	0	0	0	0	0	0	22
Потребление первичной энергии	5	168	0	671	430	13	537	0	0	0	1819
Статистическое расхождение	6										0
Производство электрической энергии	7	0	0	-65.1	-255	0	-537	0	1641	0	784
Производство тепловой энергии	8	-146	0	-158	-175	-13	0	0	175	3057	2740
Теплоэлектростанции	8.1			-1	-155				52	1159	1055
Котельные	8.2	-146		-156	-20	-13			123	1898	1685
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Преобразование топлива	9	0	0	0	0		0	0	0	0	0
Переработка нефти	9.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Переработка газа	9.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обогащение угля	9.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	10	-1,1		-6	-13	-0,1	-48		-146	-58	-271,53

		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Потери при передаче	11	-28		-30	-33,1	-3	-33		-192	-577	-895,2
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	138,4	0	635,0	385,8	10,0	456,0	0,0	1635,0	2923,0	6183,2
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	0	0	72,7	5	0,3	28,5	0	31		137,5
Промышленность	14	43,8	0	163,6	141	1,5	153	0	934,0	900,0	2336,8
Добыча полезных ископаемых	14.1	0	0	23,1	63,7	0	153	0	350,0	0	589,6
Обрабатывающее производство	14.2	0	0	44,1	43,3	0	0	0	35		122,4
ЖКХ	14.3	39	0	57,5	30,3	1,5	0	0	192	509,0	829,3
Прочая промышленность	14.4	4,8	0	38,9	3,8	0	0	0	357,0	391,0	795,5
Строительство	15	0	0	1,2	2,2	0	4,9	0	25,0	0	33,3
Транспорт и связь	16	0	0	68,7	20,8	0,2	10,8	0	71,0	0	171,5
Железнодорожный	16.1										
Трубопроводный	16.2								25		
Автомобильный	16.3	0	0	60,8	0	0	0	0	8	0	68,8
Прочий	16.4	0	0	7,9	20,8	0,2	10,8		38,0		77,7
Сфера услуг	17	13,3		9,8	16,6	0,6			90	180	310,3
Население	18	81,3	0	319,0	200	7,4	259	0	484,0	1843	3193,8
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2015 год

тыс.тут/тыс.Гкал/млн.кВт*ч

		Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	12	0	0	451	14	1048	0	0	0	1525
Ввоз	2	164	0	622	0	0	0	0	0	0	786
Вывоз	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Изменение запасов	4	-10	0	-54	0	-2	0	0	0	0	-66
Потребление первичной энергии	5	166	0	568	451	12	1048	0	0	0	2245
Статистическое расхождение	6										0
Производство электрической энергии	7	0	0	-65,1	-255	0	-526	0	1642	0	796
Производство тепловой энергии	8	-151	0	-158	-180	-11	-511	0	178	3533	2701
Теплоэлектростанции	8,1			-1	-157				52	1699	1593
Котельные	8,2	-151		-156	-23	-11	-511		126	1834	1108
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Преобразование топлива	9	0	0	0	0		0	0	0	0	0
Переработка нефти	9,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Переработка газа	9,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Обогащение угля	9,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	10	-1		-6	-7	-0,1	-48		-146,3	-29,1	237,08
Потери при передаче	11	0		-3	-8,0	0	0		-192	-589,5	792,3
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	10,8	0	425,0	0,0	2,8	0,0	0,0	1303,7	2914,4	4656,7
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	0	0	72,8	0	0,3	0	0	148	80	301,1
Промышленность	14	0,5	0	104,5	0	0	0	0	459,7	716,4	1281,1

		Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Добыча полезных ископаемых	14,1	0	0	23,5	0	0	0	0	92,0	0	115,5
Обрабатывающее производство	14,2	0,2	0	24,1	0	0	0	0	35		59,3
ЖКХ	14,3	0	0	38	0	0	0	0	225,7	658,4	922,1
Прочая промышленность	14,4	0,3	0	18,9	0	0	0	0	107,0	58,0	184,2
Строительство	15	0,1	0	1,2	0	0	0	0	25,0	10	36,3
Транспорт и связь	16	0	0	20,7	0	0	0	0	71,0	10,0	101,7
Железнодорожный	16,1										
Трубопроводный	16,2								25		
Автомобильный	16,3	0	0	60,8	0	0	0	0	8	10	78,8
Прочий	16,4	0	0	7,9	0	0	0		38,0	0	45,9
Сфера услуг	17	0,2		9,8	0	0,5			90	255	355,5
Население	18	10,0	0	216,0	0	2	0	0	510,0	1843	2581
Использование топливно-энергетических ресурсов	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в качестве сырья и на											
нетопливные нужды											

2017 год

тыс.тут/тыс.Гкал/млн.кВт*ч

		Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и ВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	17,7	0	0	398	49	990	0	0		1454,3
Ввоз	2	248,6	0	460	0		0	0	0	0	708,6
Вывоз	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Изменение запасов	4	14,3	0	-61,5	0	-3,8	0	0	0	0	-51,0
Потребление первичной энергии	5	280,0	0	414	398	45	990	0	0	0	2127,1
Статистическое расхождение	6	0	0				0				0,0
Производство электрической энергии	7	0	0	-46	-263	0	-434	0	1662	0	919,0
Производство тепловой энергии	8	-294,3	0	-114	-139	-38	-556	0	487	3597	2943,2

		Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и ВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Теплоэлектростанции	8,1		0	-11,4	-112,65	0	0	0	93	1181	1149,9
Котельные	8,2	-294,3	0	-103	-26	-38	-556	0	394	2416	1793,3
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
											0,0
Преобразование топлива	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Переработка нефти	9,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Переработка газа	9,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Обогащение угля	9,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0
Собственные нужды	10	-1,43	0	-4	-6	-0,4	-48	0	-155	-46	-261,2
Потери при передаче	11	0	0	-2	-6	0	0	0	-241	-550	-799,2
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	122,4	0	559	445,0	12	942	0	1266	3001	6347,2
											0,0
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	3,18	0	14	11	0,3	23,8	0	26	80	158,1
											0,0
Промышленность	14	29,1	0	160	156	3	270,14	0	507,7	716,4	1842,0
Добыча полезных ископаемых	14,1	0	0	7	6	0	12,24	0	55,7	0	80,4
Обрабатывающее производство	14,2	0,2	0	19	15,6	0	32,7	0	148,1	0	216,0
ЖКХ	14,3	0	0	91	100	3	152,6	0	32,9	658,4	1037,1
Прочая промышленность	14,4	0,3	0	43	34	0,22	72,6	0	271	58	479,4
Строительство	15	0,4	0	9	8	0,03	16	0	62,3	10	105,7
Транспорт и связь	16	3,91	0	23,6	18	0,37	36,96	0	71	96,6	250,1
Железнодорожный	16,1	0	0	0	0	0,00	0	0	0	0	0,0
Трубопроводный	16,2	0	0	0	2,7	0,00	5,46	0	25	0	33,2
Автомобильный	16,3	0	0	7	1,9	0,03	4	0	8	10	31,0
Прочий	16,4	3,91		17	13	0	27,5	0	38	86,6	186,0
Сфера услуг	17	10,4	0	45	8	1	76,1	0	90	255	485,4
Население	18	75,4	0	307	245,1	7	519	0	509	1843	3505,8
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на	19	0	0	5	0	0	0	0	0	0	5,0

	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и ВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
неотопленные нужды										

2.15. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности Камчатского края.

Потребление электроэнергии на душу населения в Камчатском крае за период 2013-2017 годов выросло на 4,3 %. Численность постоянно проживающего населения Камчатского края по данным Росстата по Камчатскому краю с 2013 по 2018 г. снизилась на 6,6 тыс. человек. Анализ динамики потребления электрической энергии показал за этот же период прирост на 41,9 млн. кВт*ч. Вероятной причиной увеличения потребления электроэнергии на душу населения является рост жилищного строительства в 2011-2015 годах. В этой связи очевидна необходимость внедрения в повседневную жизнь населения энергосберегающих технологий в домашнем хозяйстве.

Электровооруженность труда в Камчатском крае ежегодно увеличивалась за 2011-2015 годы. Абсолютный прирост электровооруженности труда в 2018 году по сравнению с 2014 годом составил 689,1 кВт*ч на одного занятого в экономике.

Доля энергетических ресурсов, производимых с использованием возобновляемых источников энергии в общем объеме энергетических ресурсов, производимых на территории Камчатского края, носит ровный характер. Это связано с устоявшимся балансом выработки между традиционными источниками и возобновляемыми.

Таблица 19

Основные показатели энерго- и электроэффективности Камчатского края в 2014-2018 годы

Наименование показателей	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
Потребление электроэнергии на душу населения, кВт*ч/чел.	5470,4	5463,3	5539,1	5570,6	5766
Электровооруженность труда в экономике, кВт*ч на одного занятого в экономике	13624,3	14008,5	14202,8	14283,6	14784,5
Объем производства энергетических ресурсов с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов), млн. кВт*ч	510,4	536,5	525,7	517,164	511,758
Доля энергетических ресурсов, производимых с использованием	30,1	30,0	30,0	29,5	28,1

Наименование показателей	Годы				
	2014	2015	2016	2017	2018
возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов, в общем объеме энергетических ресурсов, производимых на территории края, %					

1 – 2013-2016 год – расчетные данные.

Оценка тарифа на электро- и теплоэнергию ПАО «Камчатскэнерго» без учета скрытых субсидий ПАО «Газпром» в 2016 году приведена в Приложении 4.

В Камчатском крае проводится политика сдерживания тарифов. Тарифы на электрическую и тепловую энергию по центральному энергоузлу на 2017-2018 годы для населения приведены в таблице ниже:

Тариф	Факт 2018 года	Ожидаемый 2019 год
Тариф на электрическую энергию в центральном энергоузле руб./кВт*час с НДС, население	4,68 (2 полугодие)	4,76 (2 полугодие)
Тариф на тепловую энергию ПАО «Камчатскэнерго» в Петропавловск-Камчатском городском округе, руб./Гкал с НДС, население	4570,0	4400,0

Экономически обоснованные тарифы на электрическую энергию на 2019 год составляют: Население – 9,82 руб./кВт*ч без НДС, Прочие – 8,188 руб./кВт*ч без НДС. Перевод генерации Камчатских ТЭЦ на природный газ не привел к достижению целей «Стратегии развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года», утвержденной распоряжением Правительства Камчатского края от 17.11.2010 № 561-РП. Без перехода на иные источники электрической энергии основная цель - достижение среднероссийского тарифа к 2025 году достигнута не будет.

Тариф на электроэнергию от уже переведенных на газ Камчатских ТЭЦ (тариф генерации) составляет – 4,75 руб./ кВт/ч, без сетевой составляющей тариф генерации Камчатских ТЭЦ на природном газе превышает общероссийский тариф в 2 раза. Одними из самых дешевых тарифов на электроэнергию по центральному энергоузлу являются тарифы от возобновляемых источников энергии: АО «Геотерм» от Мутновских геотермальных электростанций - 3,42 руб./Квт/ч, и тариф от гидрогенерации Толмачевских ГЭС - 5,91 руб./кВт/ч, данные тарифы генерации имеют перспективу к относительному снижению в долгосрочной перспективе. Этот факт подтверждает предположение, что наиболее дешевая электроэнергия на Камчатке может быть получена от возобновляемых источников энергии. (Данное утверждение подтверждается также мировым опытом - перевод на возобновляемый ресурс гидроэнергетика, подземное тепло, выполненной энергетикой Исландии с 1970 года Норвегии и др.).

Динамика перспективных тарифов на электрическую энергию в Центральном энергоузле показывает, что происходит его постоянный рост в соответствии с уровнем инфляции (и даже выше). Снижение экономически обоснованного тарифа до 2025 года до уровня среднероссийского при такой ситуации в этот период невозможно, нет

коренных изменений в структуре генерации электроэнергии, и в организационной структуре. Соответственно не сможет быть снижен уровень дотационности региона. Для достижения среднероссийских показателей (2,6 руб./кВт/ч в 2017 году) необходимо внедрение таких источников энергии, которые «физически» не могут иметь тенденцию к росту тарифа (отсутствует топливная составляющая) и имеют в долгосрочной перспективе самый низкий тариф.

При существующем на сегодня тарифе на транспорт и сбыт электроэнергии - 1,846 руб./кВт/ч по сегодняшним ценам необходимо иметь источник электроэнергии с тарифом не более - 0,75 руб./кВт/ч. Таким источником может стать крупная гидроэлектростанция – например Жупановская ГЭС-1, у которой затраты на эксплуатацию составят (согласно Декларации о намерениях строительства Каскада ГЭС на р. Жупанова, ОАО Ленгидропроект 2013 год), около 2,0 рублей, а без учета амортизационных отчислений, эксплуатационные затраты не превышают 0,4 руб/кВт/ч . В этом случае, при бюджетном финансировании возможно достижение цели стратегии сразу после ввода ГЭС-1 в эксплуатацию.

Анализ тарифов на отпускаемую электро- и теплоэнергию в центральном энергоузле на основе экспертных заключений Региональной службы по тарифам и ценам Камчатского края на 2019 год и оценка прогнозных тарифов приведены в Приложении 5.

2.16. Основные характеристики электросетевого хозяйства Камчатского края

Электрические сети Камчатского края получили незначительное развитие по сравнению с регионами центральной части России, что обусловлено большими расстояниями между населёнными 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, где проживает основная часть населения, 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 функционирует также ряд мелких изолированных энергоузлов, которые не связаны между собой и с центральным энергоузлом линиями электропередачи.

Электрические сети напряжением 220 и 110 кВ получили развитие только в центральном энергоузле, в котором также действует самая протяжённая 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», АО «Паужетская ГеоЭС».

Центральный энергоузел

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

Проект «Строительство ВЛ-220 кВ от Мутновской ГеоЭС до ГЭС-3 каскада на реке Толмачева» рассматривался в 2016 году Филиалом ОАО «Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы» как один из альтернативных вариантов схемы выдачи мощности (далее – СВМ) Мутновских ГеоЭС. Согласно выводам варианты СВМ через каскад ГЭС на р. Толмачева предполагают более высокие капитальные вложения по сравнению с вариантом строительства второй линии вдоль действующей, при этом данный вариант СВМ имеет более высокую надежность. В связи с чем необходима оценка тарифных последствий, которые могут быть определены в результате разработки проектно-сметной документации.

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

- ВЛ Камчатская ТЭЦ-2 – Елизово (39,3 км) и Елизово – Мильково (303,39 км), по которым мощность Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 выдаётся в центральный энергоузел;

- ВЛ Развилка - Апача (49,7 км), по которой обеспечивается выдача мощности Толмачёвских ГЭС-1, ГЭС-2, ГЭС-3 в центральный энергоузел.

- ВЛ Апача - Кавалерская (35 км), по которой мощность Толмачёвских ГЭС-1, ГЭС-2 и ГЭС-3 выдаётся в Усть-Большерецкий энергоузел, расположенный на юго-западном побережье полуострова.

Суммарная протяжённость ВЛ 220 кВ (в том числе в габаритах) энергосистемы составляет 506,99 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 (55+37.6 км) и одноцепной ВЛ 110 на участке Зеркальная – Дачная – КСИ (12 км);

протяжёнными радиальными ВЛ 110 кВ:

- двумя ВЛ (53,3+51,5 км) в направлении от ПС Елизово до ПС Крашенинникова (район ЗАТО г. Вилючинск);

- одной ВЛ в направлении от ПС Елизово до ПС Мильково (с. Мильково), которая является самой протяженной в центральном энергоузле (303,39 км);

- одной ВЛ-110 кВ от ПС 220/110/35/10 кВ Авача до ПС 110/10 кВ "Зеленовские озерки" со строительством ПС 110/10 "Зеленовские озерки" (17,91 км).

Крупнейшими центрами питания Петропавловска-Камчатского являются ПС 110 кВ: Зеркальная (2х40 МВА), Дачная (2х16+25 МВА) и КСИ (2х25 и 1х40 МВА).

Всего в центральном энергоузле одна подстанция напряжением 220 кВ, 18 подстанций 110 кВ и 17 подстанций 35 кВ.

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

Суммарная протяжённость линий электропередачи и трансформаторная мощность ПС (включая потребительские) центрального узла по классам напряжения на 01 января 2019 года приведены ниже в таблице 20.

Таблица 20

Протяжённость ВЛ и трансформаторная мощность ПС центрального энергоузла по классам напряжения на 01 января 2019 года

Класс напряжения	Протяжённость ВЛ и КЛ, км (в одноцепном исполнении)	Трансформаторная мощность ПС, МВА
220 кВ	80	63
110 кВ (габариты 220 кВ)	426,99	-
110 кВ	344,865	670,2
35 кВ	369,16	145
0,4-6-10 кВ	896	469,77

Из приведённых в таблице 20 данных следует, что основная часть электрических сетей центрального энергоузла (порядка 70 %) работает на напряжении 110 кВ.

В 2018 году завершено сооружение "ВЛ-110 кВ от ПС 220/110/35/10 кВ Авача до ПС 110/10 кВ "Зеленовские озерки" со строительством ПС 110/10 "Зеленовские озерки" и кабельные линии 10 кВ.

При этом в 2016 году разработана ПСД на строительство ВЛ-110 кВ от ПС Елизово до ПС 110/6 «Чайка», ПС 110/6 «Богатыревка», ПС 110/6 «Стеллера».

Строительство ПС 110/6 «Чайка», ПС 110/6 «Богатыревка», ПС 110/6 «Стеллера» запланировано на 2020 год.

В 2017 выполнены работы по разработке ПСД и выполнению части СМР по реконструкции ПС 110/10 «КСИ».

На 2019 год запланированы мероприятия:

- Сооружение «ПС 35/10 кВ «Туристический кластер», «ВЛ-35 кВ», «7 КТПН 10/0,4 кВ», «КЛ-10 кВ»;

- Строительство ПС-35/10 кВ, ВЛ-35 кВ для обеспечения электроснабжением площадки строительства «Верхнепаратунское месторождение термальных вод». Строительство трех 2КТП, ЛЭП 10 кВ и ЛЭП 0,4 кВ для питания электроэнергией насосных установок на скважинах ГК-22, Э-1 и Э-2;

- Реконструкция подстанции 110/10 кВ Новая;

- Реконструкция открытого распределительного устройства 35 кВ на подстанции 35/6 кВ "Октябрьская" (с заменой коммутационных аппаратов 35 Т-1 и Т-2);

В период 2019-2020 гг. планируется реализация проектов, направленных на создание электросетевой инфраструктуры промышленного парка «Дальний», который

является объектом территории опережающего социально-экономического развития «Камчатка», а именно:

- Строительство ПС 110/6 кВ «Тундровая» с установленной мощностью 32 МВА;
- Строительство КЛЭП 6 кВ длиной 4,17 км от ПС 110/6 кВ «Тундровая» РТП 6/0,4 кВ – 1 шт. на 14 ячеек, 4КТП 6/0,4 кВ мощностью 16,4 МВА (КТП-2х1,6 МВА, 6/0,4 кВ-2 шт., КТП-2х2,5 МВА, 6/0,4 кВ-2 шт.).

Новые вводы трансформаторной мощности на ПС 110 кВ, осуществленные в 2018 году, приведены в таблице 21.

Таблица 21

Вводы трансформаторной мощности на ПС 110 кВ

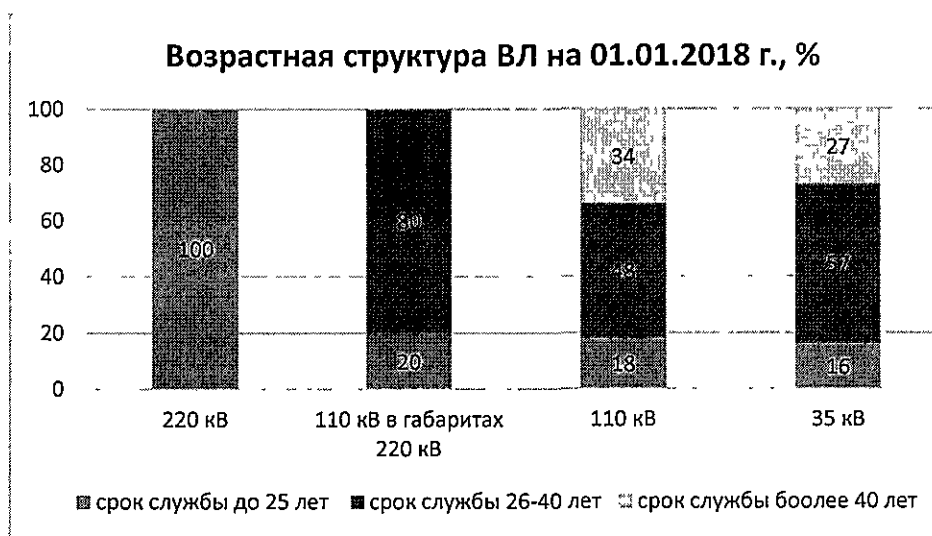
№ п/п	Класс напряжения, кВ	Наименование объекта	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяжённость /мощность, км/МВА
1.	110	Зеленовские озёрки	ПАО «Камчатскэнерго»	2018	2*40

ПАО «Камчатскэнерго» не осуществляло выходы из эксплуатации линий электропередачи и подстанций классов напряжения 110/220 кВ в 2018 году.

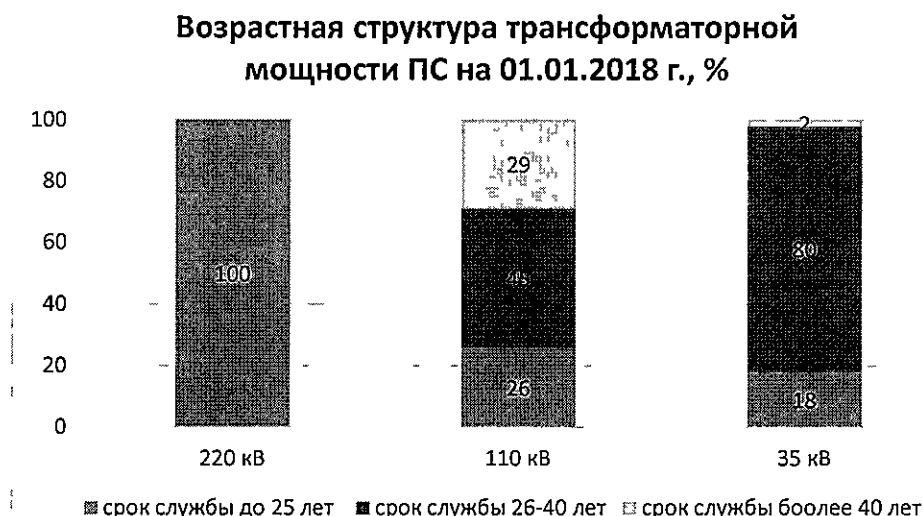
Физическое состояние электрических сетей 35-220 кВ центрального энергоузла можно охарактеризовать как «удовлетворительное», возрастная структура ВЛ и трансформаторной мощности ПС центрального энергоузла приведена на рисунках 8 и 9.

Рисунок 8

Возрастная структура ВЛ 35-220 кВ центрального энергоузла



Возрастная структура трансформаторной мощности ПС 35-220 кВ ЦЭУ



Анализ возрастной структуры электросетевых объектов показывает следующее:

- исчерпан нормативный срок службы (40 лет) 34 % ВЛ 110 кВ и 27 % ВЛ 35 кВ;
- превышают 25 лет службы 74 % трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ и 82 % трансформаторов, установленных на ПС 35 кВ, из которых более 40 лет эксплуатируются 29 % трансформаторов 110 кВ и 2 % трансформаторов 35 кВ.

Схема электрических сетей 220-110 кВ центрального энергоузла относительно надёжна.

Наличие одиночных линий за пределами Петропавловска-Камчатского на направлениях связей между энергоузлами требует резерва в узлах нагрузки.

Резервные ДЭС установлены в центрах питания, которые присоединены к сетям центрального энергоузла одноцепными, протяжёнными ВЛ:

- ДЭС-5 (4 МВт) - на ПС 35 кВ КТПБ, связанной с ПС 110/35/6 кВ Мильково двумя ВЛ 35 кВ (7 + 7 км);

- ДЭС-6 (2х1,8 МВт) - на ПС 35 кВ Усть-Большерецк.

Низкая надёжность ВЛ-201 «ПС Елизово – Мутновская ГеоЭС», протяженность линии составляет 80,450 км, линия проходит в экстремальных климатических условиях – гололед, налипание мокрого снега на провода и конструкции, ветры 40-50 м/сек, сход снежных лавин на опоры ЛЭП-220 кВ, в результате низкая надёжность ВЛ. Необходимо повышение надёжности путем усовершенствования конструкции опор, установки опор на лавинобезопасные фундаменты, также необходима модернизация схемы плавки гололеда. Данную проблему так же можно решить путем «Строительства ВЛ-220 кВ от Мутновской ГеоЭС до ГЭС-3 каскада на реке Толмачева», данный вариант СВМ через каскад ГЭС на р. Толмачева предполагают более высокие капитальные вложения по сравнению с вариантом строительства второй линии вдоль действующей, при этом данный вариант СВМ имеет более высокую надёжность. Факт ненадёжности, существующей ВЛ-201 подтверждается аварией, произошедшей 28.12.2018 года в результате схода лавины. Так в период с 28.12.2018 г. по 11.01.2019 года отпуск электроэнергии по ВЛ-201 был прекращен, а у

ПАО «Камчатскэнерго» возникли убытки связанные дополнительным расходом мазута на Камчатских ТЭЦ.

Низкая надежность ПС «Развилка», ПС «Авача». Необходима достройка ПС «Развилка» и ПС «Авача» согласно проектным схемам. Необходимо для повышения надежности получения электроснабжения от Мутновской ГеоЭС установить на ПС «Авача» второй автотрансформатор мощностью 63000 кВа

Физический износ распредсетей 35 кВ Мильковского района, Усть-Большерецкого района, Елизовского района составляет более 60 %. Необходимо увеличение средств на ремонтную программу. Построить линию электропередачи 35 кВ от ПС «Начики» до ПС «Коряки».

Загрузка электрических сетей 110 - 220 кВ центрального энергоузла и уровни напряжения в зимний вечерний максимум нагрузки контрольного дня замеров 2014 года при полной схеме сети находились в допустимых пределах:

- загрузка ВЛ 110–220 кВ не превышала экономическую (при нормированной плотности тока), кроме ВЛ 110 кВ Камчатской ТЭЦ-1 – Океан и Камчатских ТЭЦ-1 – ТЭЦ-2, загрузка которых превысила экономическую, но была значительно ниже длительно допустимой по нагреву;

- загрузка трансформаторов на ПС 110-220 кВ не превышает нормируемую Правилами технической эксплуатации кратковременную перегрузку в аварийных режимах (30 % в течение 2-х часов), кроме ПС 110 кВ КСИ, на которой перегрузка одного трансформатора при отключении второго (до установки третьего) превышает 30% (без учёта мощности по выданным ТУ);

- потоки мощности в отдалённые от источников генерирующей мощности районы незначительны и составляют 6,4 МВт в район ПС Мильково и 1,9 МВт в район ПС Кавалерская - Усть-Большерецк.

Для компенсации реактивной мощности и поддержания напряжения у потребителей в нормируемых пределах в сетях центрального энергоузла установлены компенсирующие устройства напряжением 6-10 кВ: - БСК суммарной мощностью 20,25 Мвар (на ПС 110 кВ Елизово, Авача, Приморская, Крашенинникова, Кавалерская и др.) и шунтирующий реактор -3,3 Мвар на ПС 110 кВ Крашенинникова. Имеющихся средств компенсации реактивной мощности достаточно для поддержания нормируемых уровней напряжения у потребителей.

Изолированные энергоузлы

Электрические сети 35 кВ получили развитие в следующих изолированных энергоузлах:

- Усть-Камчатский, Средне-Камчатский, Козыревский, Соболевский, Тигильский, Олюторский, Манильский и Пенжинский энергоузел (АО «ЮЭСК»);
- Озерновский энергоузел (АО «Паужетская ГеоЭС»).

АО «ЮЭСК»

Усть-Камчатский энергоузел (мощность одновременно включаемого оборудования $R_{\text{макс.}} = 7,93$ МВт) является крупнейшим по количеству и мощности ПС 35 кВ.

Электроснабжение энергоузла, в зону влияния которого входят населённые пункты: Усть-Камчатск и Крутоберегово, осуществляется децентрализованно от установленной в с. Усть-Камчатск ДЭС-23 (мощность установленного оборудования Руст. = 8,4 МВт) и ВЭС (Руст. = 1,175 МВт) по сетям 35 кВ.

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Усть-Камчатского энергоузла составляют:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт.хМВА
ВЛ 35 кВ ДЭС-23 – Демби – Погодная - Крутоберегово	1973	36,08	-
ДЭС-23 (Усть-Камчатск)	1976	-	1х6,3
	1977	-	1х6,3
ПС 35 кВ Демби	1976	-	1х1;
	2015	-	1х4
ПС 35 кВ Погодная	1989	-	1х4
			1х1
ПС 35 кВ Крутоберегово	1976	-	1х4
	1980	-	1х1
Всего		36,08	8х27,6

Срок эксплуатации электросетевых объектов 35 кВ Усть-Камчатского энергоузла превышает нормируемый и составляет:

- ВЛ 35 ДЭС-23 – Демби – Погодная - Крутоберегово - 42 года (загнивание древесины превышает нормы, требуется капитальный ремонт 8 км ВЛ);

- трансформаторов - от 26 лет на ПС Погодная до 39 лет на остальных ПС.

При этом потребуется реконструкция с заменой ВЛ 35 кВ и трансформаторов на ПС 35 кВ энергоузла в рассматриваемый период.

Средне-Камчатский энергоузел ($R_{\text{макс.}} = 3,35$ МВт) сформирован на базе Быстринской мГЭС-4 (Руст.1,71 МВт) в зону влияния которого входят населённые пункты Эссо, Анавгай, Атласово, Лазо.

В энергоузле имеется резервный энергоисточник - ДЭС-14 в п. Атласово (Руст. = 3,68 МВт), который обеспечивает электроснабжение сёл в зимний период при нехватке воды на мГЭС-4 и в послеаварийных режимах отключения ВЛ 35 кВ.

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Средне-Камчатского энергоузла составляет:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт.хМВА
ВЛ 35 кВ Атласово – Быстринская мГЭС-4	1977	64,35	-
ВЛ 35 кВ Быстринская мГЭС-4 – Анавгай – Эссо	1977	23,25	-
ПС 35 кВ Атласово	1993	-	1х1;
	1996	-	1х1,6
ПС 35 кВ Анавгай	1978	-	2х1

	1987		
ПС 35 кВ Эссо	1987	-	2x1
Быстринская мГЭС-4	1987	-	1x1,6
ДЭС-14 (Атласово)	1982	-	1x1
Всего		87,6	8x9,2

Срок эксплуатации электросетевых объектов 35 кВ Средне-Камчатского энергоузла не превышает нормируемого. Состояние ПС 35 кВ энергоузла можно охарактеризовать как «удовлетворительное», ВЛ 35 кВ требуют частичного ремонта.

В состав Средне-Камчатского энергоузла входит также изолированный Долиновский ЭУ ($P_{\text{макс.}} = 0,169$ МВт), который удалён от Средне-Камчатского энергоузла (от ПС 35 кВ Лазо) на расстояние 75 км, от центрального энергоузла (от ПС Мильково) - на расстояние 65 км. Питание потребителей Долиновского энергоузла осуществляется от ДЭС-19 ($P_{\text{уст.}} = 0,715$ МВт).

Отсутствуют сети 35 кВ в энергоузле Ключи ($P_{\text{макс.}} = 3,15$ МВт), который удалён от ближайшего Средне-Камчатского энергоузла на расстояние 130 км. Питание энергоузла Ключи осуществляется от ДЭС-22 ($P_{\text{уст.}} = 6,2$ МВт).

Козыревский энергоузел ($P_{\text{макс.}} = 0,72$ МВт), в зону влияния которого входят сёла Козыревск и Майское, удалён от ближайшего Средне-Камчатского энергоузла на расстояние 50 км.

Электроснабжение Козыревского энергоузла осуществляется от ДЭС-16 ($P_{\text{уст.}} = 2,23$ МВт), установленной в с. Козыревск. Потребители с. Майского питаются от ДЭС-16 (Козыревск) по ВЛ 35 кВ Козыревск - Майская.

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Козыревского энергоузла составляют:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт.хМВА
ВЛ 35 кВ ДЭС-16 (Козыревск) – Майская	1998	27,9	-
ДЭС-16 (Козыревск)	1998	-	1x1,6
ПС 35 кВ Майская	1998	-	1x1
Всего		27,9	2x2,6

Состояние электросетевых объектов 35 кВ Козыревского энергоузла можно охарактеризовать как «удовлетворительное», срок эксплуатации не превышает нормируемого.

Соболевский энергоузел ($P_{\text{макс.}} = 2,2$ МВт), в зону влияния которого входят сёла Соболево и Устьевое, питается децентрализованно от расположенной в с. Соболево ГДЭС-7 ($P_{\text{уст.}} = 4,67$ МВт).

ГДЭС-7 обеспечивает электроснабжение сёл Соболево и Устьевое по ВЛ 35 кВ Соболево - Устьевое.

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Соболевского энергоузла составляют:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт.хМВА
ВЛ 35 кВ Соболево – Устьевое	1979	17,3	-
ПС 35 кВ Соболево	1979	-	1x1 1x1,6

ПС 35 кВ Устьеовое	1979 1979	-	2x1
Всего		17,3	4x4,6

Состояние электросетевых объектов 35 кВ Соболевского энергоузла можно охарактеризовать как «удовлетворительное», срок эксплуатации ниже нормируемого. По данным АО «ЮЭСК» необходима реконструкция ВЛ 35 кВ с заменой алюминистрального провода на самонесущий изолированный провод в связи с большими ветровыми нагрузками и прохождением ВЛ вблизи Охотского моря.

Тигильский энергоузел ($P_{\text{макс.}} = 1,505 \text{ МВт}$) - электроснабжение осуществляется от расположенной в с. Тигиль ДЭС-11 ($P_{\text{уст.}} = 4,8 \text{ МВт}$), от которой также питается с. Седанка по ВЛ 35 кВ Тигиль –Седанка и ДЭС-29 в с. Воямполка ($P_{\text{уст.}} = 0,3 \text{ МВт}$).

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Тигильского энергоузла составляют:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт.хМВА
ВЛ 35 кВ ДЭС-11 (Тигиль) - Седанка	1978	35,8	-
ДЭС-11 (Тигиль)	1990	-	1x1,6
ПС 35 кВ Седанка	1990	-	1x1
Всего		35,8	2x2,6

Состояние электросетевых объектов 35 кВ Тигильского энергоузла можно охарактеризовать как «удовлетворительное», срок эксплуатации ниже нормируемого.

Олюторский энергоузел ($P_{\text{макс.}} = 3,4 \text{ МВт}$) - электроснабжение осуществляется от расположенной в с. Тилички ДЭС-8 ($P_{\text{уст.}} = 4,2 \text{ МВт}$), от которой также питается с. Корф по ВЛ 35 кВ Тилички – Корф.

С вводом ВЛ 35 кВ Тилички – Корф ДЭС-3 в с. Корф выведена из эксплуатации и демонтирована.

ВЛ 35 кВ Тилички – Корф эксплуатируется АО «ЮЭСК», но находится в собственности у администрации муниципального образования.

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Олюторского энергоузла составляет:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт.хМВА
ВЛ 35 кВ ДЭС-8 (Тилички) - Корф	2005	24,21	-
ДЭС-8 (Тилички)	2005	-	1x1
ПС 35 кВ Корф	2005	-	1x1
Всего		24,21	2x2

Срок эксплуатации электросетевых объектов 35 кВ Олюторского энергоузла достиг нормируемого. Состояние ВЛ 35 кВ, проходящей по тундровой части от ОРУ 35 кВ Тилички, в целом можно охарактеризовать как «удовлетворительное». По данным АО «ЮЭСК» часть опор ВЛ 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%.

ВЛ 35 кВ Тилички – Корф необходимо передать на баланс эксплуатирующей организации - АО «ЮЭСК» для создания возможности осуществления своевременных плановых ремонтных работ и реконструкции данной ВЛ, по состоянию на 01.01.2019 г. вопрос о передаче в аренду эксплуатирующей организации не решен.

Манильский энергоузел ($P_{\text{макс.}} = 1,17 \text{ МВт}$) - электроснабжение осуществляется децентрализованно от расположенной в с. Манилы ДЭС-4 ($P_{\text{уст.}} = 4,32 \text{ МВт}$), от которой питается также с. Каменское по ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское.

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Манильского энергоузла составляют:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт.хМВА
ВЛ 35 кВ ДЭС-4 – ДЭС-9 (Манилы – Каменское)	1986	46	-
ПС 35 кВ ДЭС-4 (Манилы)	1986	-	1х1,6 1х0,63
ДЭС-9 (Каменское)	1986	-	2х1,6
Всего		46	4х5,43

Состояние ПС 35 кВ Манильского энергоузла удовлетворительное, срок эксплуатации не достиг 30 лет.

Состояние ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское, которая эксплуатируется 41 год, по данным АО «ЮЭСК» и не отвечает требованиям надёжности. Необходима реконструкция ВЛ 35 кВ с изменением трассы прохождения (с привязкой к автомобильной дороге, так как есть трудно доступные участки) и установкой дополнительных опор, о чём более подробно изложено ниже в подразделе «узкие места». В 2016 году разработана ПСД по реконструкции ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское. Реконструкцию ВЛ 35кВ Манилы – Каменское не включили в инвест программу АО «ЮЭСК» на 5-и летний период. Вопрос поддержания работоспособного состояния решается проведением ремонтов.

АО «ЮЭСК» не осуществляли вводы и выводы из эксплуатации линий электропередачи и трансформаторной мощности на ПС 35 кВ в 2016 году.

АО «Паужетская ГеоЭС»

Озерновский энергоузел ($P_{\text{макс.}} = 6,8 \text{ МВт}$) сформирован на базе первой в России и на Камчатке геотермальной Паужетской электростанции ($P_{\text{уст.}} / P_{\text{расп.}} = 12/5,73 \text{ МВт}$).

Электроснабжение потребителей энергоузла, в зону влияния которого входят: поселки Озерновский, Шумный, Паужетка и с. Запорожье, осуществляется от Паужетской ГеоЭС на напряжении 35 кВ по ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерновская (выполнена в габаритах 110 кВ), к которой присоединены ответвлениями ПС 35 кВ Ферма и Ключи.

В энергоузле имеется резервный энергоисточник - ДЭС ($P_{\text{уст.}} = 3,57 \text{ МВт}$) в п. Озерновский, мощности которой недостаточно для обеспечения потребности сёл в

электроэнергии в осенне-зимний период в послеаварийных режимах отключения ВЛ 35 кВ.

Протяжённость ВЛ 35 кВ и трансформаторная мощность ПС 35 кВ Озерновского энергоузла составляют:

Наименование	Год ввода	Длина ВЛ 35 кВ, км	Мощность ПС 35 кВ, шт.хМВА
ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерновская с отп.	1965	27	-
ПС 35 кВ Ферма	1967	-	2х6,3
ПС 35 кВ Ключи	1967	-	1х1
ПС 35 кВ Озерновская	1967	-	1х0,16
Всего		27	4х13,76

Состояние электросетевых объектов 35 кВ Озерновского энергоузла – неудовлетворительное, срок эксплуатации превышает нормируемый и составляет порядка 50 лет. Требуется полная реконструкция сети с капитальным ремонтом опор и подвесной системы ВЛ 35 кВ и заменой трансформаторов на ПС 35 кВ энергоузла.

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, Ачайваам, Таежный, Крутогоровский, Средние Пахачи, Пахачи, Вывенка, Тымлат, Тилички общей протяженностью 161,26 км. (в том числе 10 км. сетей в п. Тилички принятых на эксплуатацию в 2016 году).

Сводные данные по протяжённости ВЛ и трансформаторной мощности ПС по классам напряжения энергетических компаний, функционирующих на территории Камчатского края, на 31 декабря 2018 года:

Компания	Протяжённость ЛЭП, км			Трансформаторная мощность ПС, МВА		
	35 кВ	110 кВ	220 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ
ПАО «Камчатскэнерго»	369,16	699,04	80,00	145	590,2	63
АО «Южные электрические сети Камчатки»	274,89	-	-	59,7	-	-
ПАО «КамГЭК»	-	54,90	-	-	-	-
АО «Паужетская ГеоЭС»	27,00	-	-	13,76	-	-
АО «Корякэнерго»	-	-	-	-	-	-
Всего по Камчатскому краю	671,05	753,92	80,00	218,46	590,2	63

3. Особенности и проблемы функционирования энергосистемы на территории Камчатского края

Камчатский край относится к субъектам Российской Федерации, энергосистема которых изолирована, на территории края отсутствует оптовый рынок электроэнергии и мощности.

Основными особенностями функционирования энергосистемы Камчатского края являются:

- её изолированность и децентрализация выраженная в наличии в южной части полуострова относительно крупной для Камчатского края центральной энергосистемы и большого количества энергоузлов, изолированных друг от друга и от центрального энергоузла;

- высокая себестоимость производства и поставки электрической и тепловой энергии;

- наличие в энергосистеме существенной доли возобновляемых источников энергии – ГеоЭС, малые ГЭС, ветряные электростанции;

- функционирование всех элементов энергетической системы в активной сейсмической зоне, со сложными климатическими условиями (циклоны, ветровые нагрузки, гололёдообразование);

- возможность развития генерации электроэнергии и тепла на основе высокого потенциала возобновляемых источников энергии - гидро-, геотермальной и ветроэнергии, а также наличие традиционных топливно-энергетических ресурсов – природный газ, каменный и бурый уголь, торф;

- высокая доля бытовой нагрузки в балансе потребления электрической и тепловой энергии, отсутствие промышленного производства на территории края;

- отсутствие возможности максимального использования выгодных режимов когенерации Камчатских ТЭЦ из-за дисбаланса электрической и тепловой нагрузок потребителей.

Несмотря на высокий потенциал местных ВИЭ, в Камчатском крае используется привозное топливо (мазут, дизельное топливо, уголь) для производства электроэнергии и тепла. Значительные затраты на закупку и доставку привозного топлива приводят к тому, что экономически обоснованный тариф на Камчатке превышает предельные уровни тарифов, ежегодно устанавливаемые ФСТ России. Разница между сложившимся уровнем экономически обоснованного и устанавливаемого для конечного потребителя тарифа компенсируется энергокомпаниям за счет бюджетных субсидий.

В настоящее время по мере реализации Программы Газификации Камчатского края по переводу объектов энергетики на потребление природного газа, доля привозного топлива в топливном балансе снизилась, что существенно снизило экономически обоснованный тариф 2012-2013 годов, однако не сократило в последующем темпов их роста. В настоящее время снижение потребительских тарифов на природный газ обеспечивается перекрестным внутренним субсидированием в структуре ПАО «Газпром». При этом необходимо понимать, что реализация природного газа производителям электрической и тепловой энергии на условиях глубокого дотирования со стороны структур Газпром создаёт не более чем иллюзию экономического прорыва, поскольку это потеря средств, только в бюджете страны.

Убытки ПАО «ГАЗПРОМ» от деятельности на территории Камчатского края в 2014 г. составили 3,5 млрд. руб. от продажи газа ПАО «Камчатскэнерго», в 2016 и 2017 годах убытки остались в тех же пределах, так как рост тарифа на указанный период был незначительный. (п. 7 Протокола совещания от 26 января 2015 г. по исполнению поручений Президента Российской Федерации от 22 сентября 2007 г. №Пр-1680 и

решений совещания у Председателя Правительства Российской Федерации В.А. Зубкова от 21 сентября 2007 г. №ВЗ-П11-2Пр. в г. Петропавловске-Камчатском).

На текущий момент ПАО «Газпром» сообщило о снижении объемов добычи с 420 млн. м³ в год до 120 млн. м³ в год к 2030 году, что обусловлено низкими показателями работы месторождений от проектных.

В связи с чем в ближайшей перспективе вопрос привозного топлива снова становится актуальным для Камчатского края и требует принятия определенных решений. Частично и временно вопрос возможно решить реализацией на территории Камчатского края инвестиционного проекта ПАО «НОВАТЭК» по строительству завода по перевалке СПГ и подачи отпарного газа в существующую газотранспортную систему.

При этом требуются более кардинальные решения по строительству в долгосрочной перспективе объектов генерации на возобновляемых ресурсах (ГЭС на р. Жупанова, МГЭС р. Кававля, Белая, Большая Хапица, Кинкиль, Рассошина).

Оценка стоимости электроэнергии и тепловой энергии без учета «скрытой субсидии» ПАО «Газпром» приведена в Приложении 4.

Основные проблемы энергосистемы Камчатского края обусловлены особенностями её функционирования и даны ниже:

- изолированность и удалённость Камчатской энергосистемы от ОЭС Дальнего Востока, что определяет отсутствие возможности расширения сбыта электроэнергии за её границами, а также необходимость содержания значительного резерва;

- избыточность генерирующих мощностей в энергоузлах (до 50%);

- высокая степень физического износа основного энергооборудования (до 70% основного энергооборудования) и его низкий технический уровень;

- нерациональная структура генерирующих мощностей, в которой преобладают неэффективные энергетические мощности для работы в базовой части графика нагрузки, недостаточно маневренной мощности;

- высокая доля населения, бюджетных организаций (61%) и незначительная доля (7%) промышленных потребителей в общей структуре энергопотребления;

- не смотря на газификацию основных генерирующих мощностей зависимость ряда объектов региональной энергетики от дальнепривозных дорогостоящих углеводородов – мазута, дизельного топлива и угля, а также высокие транспортные тарифы по их доставке в регион продолжает существенно влиять на тариф (*а в перспективе этот вопрос встанет более остро*), вследствие этого - высокий уровень субсидирования энерготарифов;

- рост экологического пресса на природу изолированных энергоузлов Камчатского края от сжигания органического топлива и выделения СО₂ в атмосферу земли. В центральном энергоузле на Камчатских ТЭЦ используется газ, который считается экологически чистым топливом по сравнению с другими видами сжигаемого органического топлива (уголь, мазут, дизельное топливо). В Приложении 6 приведена информация о необходимости выполнения Российской Федерацией ее международных обязательств в области экологии (информация приведена по данным КГКУ «Региональный центр развития энергетики и энергосбережения»);

- незначительные объемы инвестиций в Камчатских энергокомпаниях, а также в краевом и муниципальных бюджетах для финансирования объектов энергетики, включенных в программу развития энергетики Камчатского края;
- незначительные объемы выделяемых инвестиций для продолжения работ по разработке месторождений природного газа, угля и объектов возобновляемой энергетики.

Топливообеспечение электростанций

Для снижения топливной составляющей в тарифах на электрическую и тепловую энергию в Камчатском крае реализованы проекты, предусмотренные Программой газификации Камчатского края, которая разрабатывалась в 2009-2013 годах, по использованию природного газа местных месторождений в качестве топлива для электростанций и котельных. Положительным эффектом завершения первой части программы и реализация природного газа производителям электрической и тепловой энергии по цене значительно ниже цены привозного мазута явилось ощутимое снижение нагрузки на краевой бюджет по статьям субсидирования разницы между экономически обоснованными тарифами и отпускными сниженными тарифами потребителей. Цена природного газа для потребителей ПАО «Камчатскэнерго» ниже себестоимости за счет внутреннего субсидирования в структуре ПАО «Газпром».

В перспективе до конца 2016 года планировалась газификация основных котельных Центрального энергоузла, котельных Елизовского р-на и г. Вилучинск. Однако, в связи со снижением объема годовой добычи газа ~ на 40% от ранее запланированного, фактически переведены на газ несколько котельных в г. Елизово и Елизовском муниципальном районе, для продолжения газификации объектов, предусмотренных Программой, требуется увеличение объемов добычи.

В 2015 г. АО «Газпром промгаз» выполнило работу по актуализации Генеральной схемы газоснабжения и газификации Камчатского края с учетом годовой добычи газа на уровне 420 млн. м³ в год. В этой схеме уточнен и снижен перечень перспективных объектов, переводимых на газовое топливо. При этом согласно уточненным планам ПАО «ГАЗПРОМ» планируемая поставка газа на 2019-2020 г. конечным потребителям Камчатского края составляет: 352,9 млн. м³ в год – 2019 г., 360 млн. м³ в год – 2020 г. с резким снижением с 2023 года и выходу на 140 млн. м³ к 2030 году. В схеме уточнен и снижен перечень перспективных объектов, переводимых на газовое топливо под 420 млн. м³ (Приложение 7).

Недоставка газа в последующие периоды после ввода объектов будут компенсироваться резервным топливом КТЭЦ, или будет принято решение о корректировке генсхемы.

Фактическое потребление за 2018 год составило 397,808 млн. м³ в год. Учитывая, высокую стоимость дальнепривозных углеводородов (мазута, дизельного топлива и угля), разработка местных месторождений угля, расположенных в Корякском округе (Паланское, Гореловское, Корфское и др.) и находящихся в непосредственной близости к местам их использования, является более экономически обоснованной, так как снижает финансовые затраты на доставку топлива, зависимость от сезонности поставок угля к потребителю и имеет мультипликативный эффект для развития

северных территорий Камчатского края, принося дополнительные налоговые поступления в краевой бюджет и частично решая проблему занятости местного населения. Важно отметить, что эффективность использования местных углей зависит от применяемых технологий по сжиганию низкокалорийных углей.

Малоэкономичная работа Камчатской ТЭЦ-1 в связи с недогрузкой по электроэнергии из-за избыточности энергосистемы.

Кроме того, отпуск тепла от отборов турбин Камчатских ТЭЦ ограничен уровнем выработки электроэнергии. При увеличении выработки станций, улучшились бы показатели удельного расхода условного топлива на производство электроэнергии и тепла, а также снизились бы затраты на содержание оборудования в расчёте на единицу отпускаемой энергии. Одним из возможных вариантов увеличения выработки электроэнергии Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 является присоединение к центральному энергоузлу новых потребителей и изолированных энергоузлов, что в свою очередь потребует значительных затрат в развитие электросетевого хозяйства.

Состояние энергетического оборудования.

Одна из проблем энергосистемы – старение и высокая степень физического износа основного энергетического оборудования. Часть энергетического оборудования введена в эксплуатацию более 40 лет назад, в настоящее время устарела и выведена в консервацию, что снижает надежность энергосистемы.

Основное турбинное оборудование на Камчатской ТЭЦ - 2 достигнет паркового ресурса в 2020-2022 годы.

На сегодняшний день оборудование Паужетской ГеоЭС отработало более 40 лет. Техническое состояние части турбинного парка оборудования Паужетской ГеоЭС приближается к состоянию невосстанавливаемого физического износа и достигнет паркового ресурса в 2020 году.

В настоящее время, кроме проводимых плановых мероприятий по продлению паркового ресурса основного оборудования станции, АО «Геотерм» планируется осуществление ряда мероприятий по реконструкции в рамках разработанной программы реконструкции и развития Озерновского энергетического узла.

Высокий тариф на электрическую и тепловую энергию одна из основных социально-экономических проблем Камчатского края, что не позволяет предприятиям снизить затраты на производство продукции и оказывает негативное влияние на конкурентоспособность камчатских товаров и благосостояние населения.

Судостроение и судоремонт, практически «ушли» с Камчатки, рыбодобывающие предприятия меняют юрисдикцию, уходят в другие порты; береговая рыбопереработка не рентабельна: рыба вывозится из районов промысла, минуя камчатские порты, налоги «уходят» в бюджеты других регионов и стран.

Выделяются следующие факторы, негативно влияющие на стоимость электрической и тепловой энергии:

- высокая стоимость топлива из-за удалённости и ограниченной транспортной доступности Камчатского края как для доставки грузов из других регионов России или из-за рубежа, так и при их транспортировке по территории самого края. Отсутствует железнодорожное, автомобильное и трубопроводное сообщение Камчатского края с районами производства топлива;

- энергопотребление ограничено потреблением внутреннего рынка;

- наличие избыточности генерирующих мощностей (50 %) в центральном энергоузле и изолированных энергоузлах требует дополнительных издержек;
- высокая степень физического износа основного энергооборудования Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2;
- недостаточное использование потенциала возобновляемых источников энергии, гидро и геотермальной энергии, с самыми низкими показателями себестоимости при отсутствии топливной составляющей в производстве электро и тепло энергии.

Приоритетными задачами на перспективу, позволяющими снизить себестоимость производимой электроэнергии, являются:

- реализация проектов перевода производства электрической энергии на дешёвый в себестоимости кВт*ч электроэнергии от ГЭС, производства тепла – от геотермальных источников Земли;
- поэтапное замещение на электростанциях генерирующего оборудования, выработавшего парковый ресурс, с последующим техническим перевооружением на современное оборудование с высоким коэффициентом преобразования первичной энергии.

В декабре 2016 г. Президент РФ утвердил поправки в закон «Об электроэнергетике» (ФЗ от 28.12.2016 № 508-ФЗ), в соответствии с которым тарифы для промышленных потребителей на Дальнем Востоке будут снижены с 01 июля 2017 г. до среднероссийского уровня за счет надбавки к цене на мощность в I и II ценовых зонах. Надбавка к стоимости электроэнергии для первой и второй ценовых зон (европейская часть РФ и Сибирь), за счет которой удалось добиться снижения.

В Камчатском крае установлен тариф на I полугодие 2019 года – 4,629 руб./кВт, II полугодие 2019 года – 4,75 руб./кВт.

Неплатежи за поставленную потребителям энергию, вследствие этого энергетические компании Камчатского края испытывают серьезные трудности, одна из причин неплатежей - высокие тарифы.

Введение в законодательство изменений, обязывающих потребителей платить за поставленные энергоресурсы непосредственно поставщику в обход ТСЖ и управляющих компаний, позволило снизить объем неплатежей в период 2014-2016 г.

Отсутствие подтвержденных источников финансирования для ПАО «Камчатскэнерго» является острым вопросом для планов развития районов центрального энергоузла Камчатского края, что делает невозможным корректное планирование инвестиций, направленных на строительство инфраструктуры для перспективных площадок.

Высокий экономически обоснованный тариф производства энергии определяет необходимость направления большого объема бюджетных средств на компенсацию оплаты электро- и теплоэнергии населения и бюджетных организаций, составляющих значительную долю потребления, что приводит к значительному снижению участия краевого бюджета в инвестиционной деятельности топливно-энергетического комплекса Камчатского края.

Отсутствие источников финансирования развития энергетики Камчатского края со стороны федеральных инвестиционных программ определяет перенос этого финансового бремени на экономически обоснованный тариф, что в свою очередь в

условиях государственного регулирования отпускных цен приводит к их компенсации средствами дотаций из федерального бюджета в краевой бюджет. Таким образом, обе схемы обеспечиваются одним и тем же источником, однако в применяемом варианте отсутствует возможность привлечения значительных средств для выполнения целенаправленного субсидирования требуемых в настоящее время мероприятий по развитию энергетики.

Отсутствие инвестиций в развитие топливно-энергетической базы Камчатского края становится тормозом в дальнейшем развитии региональной энергетики (финансирование проектов гидроэнергетики, геотермальных месторождений, природного газа и угля).

Необходимо разрабатывать схемы и варианты финансирования проектирования и строительства с использованием государственного, банковского, частного капитала, венчурные и акционерные варианты в проектах, направленных на производство дешевой по себестоимости электроэнергии от ГЭС, использование тепла Земли для теплоснабжения, использование потенциала малых рек, ветра, других возобновляемые источники энергии и местных ресурсов в изолированных энергоузлах для снижения влияния стоимости топлива на тарифы.

Особенности и проблемы в электрических сетях 35 кВ и выше энергоузлов Камчатского края:

Центральный энергоузел

1. Не отвечают в полной мере требованиям надёжности схемы выдачи мощности:

1) Мутновской ГеоЭС по одноцепной ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача, трасса которой проходит в экстремальных климатических условиях. Частые отключения этой ВЛ, а также отключения единственного АТ 220/110 кВ 63 МВА на ПС Авача, приводят к «запиранию» мощности МГеоЭС, себестоимость производства электроэнергии на которой самая низкая в центральном энергоузле.

2) Толмачёвских ГЭС-1,2,3 по одноцепной ВЛ 110 кВ Толмачёвские ГЭС – Апача – Развилка – Елизово, отключение одного из участков которой приводит к «запиранию» мощности Толмачёвских ГЭС-1,2,3.

2. Наличие одиночных ВЛ за пределами Петропавловска-Камчатского на направлениях связей между энергоузлами требует резерва в узлах нагрузок. Резервные ДЭС установлены в центрах питания, которые присоединены к сетям центрального энергоузла одноцепными, протяжёнными ВЛ:

1) ДЭС-5 (4,86 МВт) - на ПС 35 кВ КТПБ, связанной с ПС 110/35/6 кВ Мильково двумя ВЛ 35 кВ (7 + 7 км);

2) ДЭС-6 (2х1,8 МВт) - на ПС 35 кВ Усть-Большерецк.

3. Загрузка трансформаторов на ПС 110 кВ КСИ в зимний максимум 2014 года превысила нормируемую Правилами технической эксплуатации кратковременную перегрузку (30 % в течение 2-х часов в аварийных режимах отключения одного из трансформаторов). Для обеспечения электроснабжения потребителей, питающихся от ПС КСИ, без ограничений в послеаварийных режимах отключения одного из трансформаторов ПАО «Камчатскэнерго» увеличило

трансформаторную мощность ПС КСИ в 2015 году путем установки третьего трансформатора мощностью 40 МВА.

4. Не отвечает требованиям надёжности схема подключения ПС 35 кВ Шапочка и Начики к сетям центрального энергоузла по одноцепной ВЛ 35 кВ Коряки – Начики с отп. на ПС Шапочка. Для обеспечения требуемой степени надёжности электроснабжения потребителей 2-ой категории, питающихся от ПС Шапочка и Начики, необходимо сооружение второй ВЛ 35 кВ на этом направлении.

5. Ненадёжно в условиях Камчатки работают отделители и короткозамыкатели 110 кВ, установленные на ПС 110 кВ Океан, Сосновка, Приморская, Завойко, Стройка, которые требуется заменить на выключатели.

6. Особенностью функционирования электрических сетей ЦЭУ является необходимость борьбы с гололёдом на ВЛ электропередачи зимой, а иногда осенью и весной для предотвращения тяжёлых аварийных ситуаций. В ЦЭУ основным методом защиты ВЛ от гололёда является профилактический прогрев проводов токами нагрузки, а резервным - плавка гололёда переменным и постоянным током, для обеспечения которых в сетях центрального энергоузла установлено специальное оборудование.

Изолированные энергоузлы

1. Не отвечает требованиям надёжности схема внешнего электроснабжения Озерновского энергоузла по следующим причинам:

1) неудовлетворительное состояние исчерпавших нормативный срок эксплуатации и не отвечающих условиям безопасности и надёжности электросетевых объектов потребителей 10/0,4кВ, присоединённых к ПС 35 кВ Ферма, Ключи, Озерновская;

2) производство плановых и аварийных ремонтов на ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерновская в условиях дефицита генерирующей мощности резервной ДЭС в п. Озерновский, которые приводят к существенным ограничениям. В таких случаях, особенно в осенне-зимний период, существующая система электрического теплоснабжения посёлков с максимумом потребления 3,5 МВт определяет критическую ситуацию электроснабжения в бытовой и социальной сферах.

2. Не достаточно надёжно электроснабжение следующих энергоузлов:

1) Манильского энергоузла, так как неудовлетворительное состояние ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское, по которой питаются потребители с. Каменское от ДЭС-4 (с. Манилы), приводит к периодическому отключению ВЛ и потребителей с. Каменское от электроснабжения. Необходима реконструкция линии с изменением прохождения трассы ВЛ 35, с привязкой к автомобильной дороге т.к. есть трудно доступные участки, к которым подъехать практически невозможно. А также большие пролеты между опорами до 300 м.

2) Олоторского энергоузла: (Линия 35 кВ «Тилички-Корф» в собственности у Администрации МО): в целом линия 35 кВ, проходящая по тундровой части от ОРУ-35 кВ Тилички, находится в удовлетворительном состоянии: эта часть опор стоит устойчиво. Морская сторона от устья реки: часть опор ВЛ нуждается в срочном укреплении или замене, а часть - в переносе из перемываемых участков.

3) Соболевского энергоузла, так как в связи с большими ветровыми нагрузками на ВЛ 35 кВ Соболево – Устьево, проходящей вблизи Охотского моря, необходима её реконструкция с заменой алюминиевого провода на самонесущий изолированный провод.

4) Тигильский ЭР (Линия 35 кВ в собственности АО «ЮЭСК»):

На сегодняшний день подрядной организацией «КМК-87» отремонтирован участок 18 км. от ДЭС-11 с Тигиль, оставшаяся часть линии (до Седанки) запланирована на до 2022 гг.

5) Средне-Камчатский ЭР (Линия 35 кВ в собственности АО «ЮЭСК»): Требуется частичный ремонт линии.

6) Усть-Камчатский ЭР (Линия 35 кВ в собственности АО «ЮЭСК»):

Л-352 наблюдается загнивание древесины выше нормы, требуется капитальный ремонт участка линии протяженностью 8 км.

4. Основные направления развития электроэнергетики Камчатского края на 2019-2023 годы

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Камчатского края

Стратегией развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года, утвержденной распоряжением Правительства Камчатского края от 17.11.2010 № 561-РП, определены следующие основные цели развития электроэнергетики Камчатского края:

1) Обеспечение надежности энергоснабжения региона.

2) Перспективное снижение экономически обоснованных энерготарифов и реализация потенциала развития экономики края.

3) Снижение зависимости от ископаемых углеводородных энергоресурсов, максимальное использование существующего потенциала возобновляемой местной энергетики.

Исходя из вышеназванных целей генеральной линией развития энергетики Камчатского края необходимо считать сбалансированное развитие производства электрической и тепловой энергии на основе возобновляемых источников энергии с поэтапным выводом генерирующего оборудования, работающего на органическом топливе. В связи с чем в период до 2025 года посредством использования возможностей краевого бюджета и открытия специальных федеральных программ по развитию энергетики Дальнего Востока на основе ВИЭ выполнить следующие мероприятия:

- комплекс проектных работ по строительству каскада Жупановских ГЭС и схемы выдачи электрической мощности (основные решения из работы «Схема энергоснабжения строительства и схема выдачи мощности каскада ГЭС на р. Жупанова Камчатского края», выполненной ОАО «Дальэнергосетьпроект» в 2013 году приведены в Приложении 8) В 2013 году АО «Ленгидропроект» по заданию Министерства ЖКХ и энергетики Камчатского края выполнило «Декларацию о намерениях строительства каскада ГЭС на р. Жупанова»;

- разработка проекта строительства второй очереди Мутновской ГеоЭС установленной мощностью 50 МВт (25+25);

- проведение сравнительной оценки возможности использования теплового потенциала сбросного сепарата Мутновских ГеоЭС для нужд теплоснабжения Петропавловска-Камчатского, Елизово и Вилючинска с целесообразностью строительства энергоустановки на вторичном паре мощностью 13 МВт;

- восстановление энергетического потенциала Паужетского месторождения паро-гидротерм до 8 МВт за счёт бурения двух промысловых скважин;

- реконструкция системы сбора, подготовки и транспортировки пара Паужетского месторождения парогидротерм;

- продолжение работ по возможности перевода теплоснабжения и горячего водоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа на теплоснабжение от геотермального тепла Авачинской группы вулканов. Данный проект вошел в федеральную программу геологоразведочных работ на 2015-2016 годы как: «Оценка теплоэнергетического потенциала Авачинской геотермальной площади (Камчатский край)», Заказчик Дальнедра, подрядчик АО «Росгеология», Государственный контракт от 04 августа 2016 г. № 4/2016. Начало работ III квартал 2016 г., окончание IV квартал 2018 г. Так в 2016 году выполнены следующие работы: Составлена проектно-сметная документация; Полевые работы проведены согласно геологическому заданию и календарному плану на 2016 год.

- выполнение предпроектных, проектных работ и поиск инвестиций для реализации перевода генерации электрической и тепловой энергии в локальных энергоузлах на возобновляемые (гидро, геотермальные и ветро) источники энергии для замещения генерации на органическом топливе. В том числе строительство мГЭС на р. Кававля (в 2016 году выполнена предпроектная работа «Декларация о намерениях строительства Малой ГЭС на р. Кававля, приток р. Быстрая. Быстринского района Камчатского края»), мГЭС на р. Кинкиль (с 2014 года АО «ЮЭСК» ведется работа по обоснованию инвестиций применения объектов ВИЭ для реконструкции системы электроснабжения объектов го «п. Палана» и с. Лесная). Необходимо провести предпроектную проработку возможности строительства мГЭС на р. Белая, мГЭС на р. Большая Хапица и мГЭС на р. Рассошина, выполнить декларации о намерениях.

Основной задачей развития электроэнергетики является обеспечение надёжного, устойчивого и эффективного функционирования энергосистемы Камчатского края на рассматриваемую перспективу.

К ключевым вопросам развития электроэнергетики края в период до 2021 года относятся:

1. Развитие сетевой инфраструктуры с целью увеличения системной надёжности и обеспечения спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию развивающихся в крае потребителей, в том числе: объектов Минобороны Российской Федерации, предприятий горнорудной и пищевой промышленности, строительных материалов, строительной и рыбоперерабатывающей промышленности, объектов сельского хозяйства, а также территорий опережающего социально-экономического развития «Камчатка» (далее - ТОСЭР).

Для обеспечения намечаемого спроса на электрическую энергию и мощность в крае необходимо в центральном энергоузле ввести новые центры питания, в том числе:

1) строительство ПС 110/6 кВ «Чайка», ПС 110/6 кВ «Богатыревка», ПС 110/6 «Стеллера» со стороны ОАО «Оборонэнерго» для нужд Министерства обороны Российской Федерации. В 2016 году ПАО «Камчатскэнерго» начало работы;

2) строительство ВЛ-110 кВ от ПС 110/35/10 кВ «Елизово» до ПС 110/6 кВ «Чайка», ПС 110/6 кВ «Богатыревка», ПС 110/6 «Стеллера» (121,4 км) В 2016 году ПАО «Камчатскэнерго» начало работы;

3) строительство ПС 35/10 «Туристический кластер» с заходами на существующие ВЛ-35 кВ;

4) строительство ПС 35/10 «Арсенал» со стороны ОАО «Оборонэнерго». Ввод ВЛ 35 кВ от ПС 35/10 кВ «Коряки» до ПС 35/10 «Арсенал» осуществлен ПАО «Камчатскэнерго» в 2015 году (5,7 км);

5) строительство ПС 35/10 «Морозная» с КЛ 10 кВ. В 2016 году ПАО «Камчатскэнерго» основные работы;

6) строительство ПС 35 кВ «64 км» и ПС 35 кВ «28 км» для питания объектов ЗАО «Агротек-холдинг» (свинокомплекс) и ООО «Мильковское» (молочно-товарная ферма) соответственно.

7) строительство ПС 110/35/10 кВ «Молодежная» и ПС 110/10 кВ «Тундровая», обеспечивающими электроснабжение перспективных потребителей на территории Пионерского сельского поселения Елизовского муниципального района и Петропавловск-Камчатского городского округа, источник финансирования которых не определен.

8) реконструкция ПС 110/10 кВ «Новая» в 2018-2020 гг. с увеличением трансформаторной мощности подстанции для обеспечения возможности подключения перспективных потребителей Новоавачинского сельского поселения Елизовского муниципального района, а также резидентов ТОР «Камчатка».

2. Развитие и повышение эффективности функционирования изолированных энергоузлов Камчатского края предусматривает:

1) замену устаревшего оборудования дизельных электростанций на оборудование нового поколения с автоматизированным управлением, высоким коэффициентом полезного действия и низким удельным расходом топлива;

2) выполнение проектных работ и реализацию проектов по перспективным малым ГЭС в энергоузлах с гарантированным потреблением для замены ДЭС и котельных на привозном топливе энергией малых ГЭС с низкой себестоимостью;

3) модернизация систем тепло- и электроснабжения путём установки современных ветродизельных электростанций с когенерационным комплексом и угольных котельных;

3. Реконструкция истекшего нормативный срок службы и пропускную способность электрических сетей 35-110 кВ в центральном энергоузле и в изолированных энергоузлах.

В актуализированной стратегии развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года, которая разработана АО «Научно-технический центр Федеральной сетевой компанией Единой энергетической системы» г. Владивосток в 2016 году, определены приоритеты в энергетической политике региона и выбран наиболее эффективный вариант развития энергоисточников Камчатского края с учётом возможной реализации перечисленных выше проектов.

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 ускорения решения вопроса о возможном поэтапном замещении тепловых электростанций центрального энергоузла на альтернативные генерирующие мощности, использующие возобновляемые (бестопливные) 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, требуется предусмотреть финансирование проектных работ по указанным выше проектам (первоочередные - по объектам строительства ГЭС на р. Жупанова) в рассматриваемый период до 2021 года.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Камчатского края на 2019-2023 годы

Прогноз потребления электроэнергии

Перечень наиболее крупных потребителей (расширяемых и новых), развитие которых предусматривается в Камчатском крае в период до 2023 года, их ожидаемый уровень электропотребления и максимума электрической нагрузки приведены ниже в таблице 24.

Таблица 24

Прогноз потребления электрической энергии и максимума электрических нагрузок крупных потребителей Камчатского края, млн. кВт*ч/МВт

№ п/п	Наименование предприятия/объект	Вид деятельности	2019	2020	2021	2022	2023
1	ОАО «Оборонэнерго», ПС-110/6 кВ «Чайка» (планируемая к строительству); ПС-110/6 кВ «Богатыревка» (планируемая к строительству); ПС-110/6 кВ «Стеллера» (планируемая к строительству), Камчатский край, г. Вилочинск	Передача электроэнергии и технологическое присоединение к распределительным электросетям	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			28,50	28,50	28,50	28,50	28,50
2	ООО «Камчаттралфлот»	Рыболовство морское	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
			2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
3	Рыболовецкий колхоз им. В.И. Ленина, Здания и сооружения по производственной базы, г.	Рыболовство морское	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20
			3,00	3,00	3,00	3,00	3,00

№ п/п	Наименование предприятия/объект	Вид деятельности	2019	2020	2021	2022	2023
	Петропавловск-Камчатский, ул. Мишенная						
4	АО «Корпорация развития Дальнего Востока», «Туристический кластер», Елизовский район, п. Паратунка	Деятельность по управлению холдинг-компаниями	0,00	0,50	1,20	1,80	2,50
			7,10	7,10	7,10	7,10	7,10
5	ООО «Свинокомплекс «Камчатский»»	Разведение свиней	0,50	1,10	1,25	1,50	1,50
			2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
6	АО «Корпорация развития Дальнего Востока», ЭПУ №1, №2, №3, №4, №5, №6, №7, №8, площадка «Зеленовские озерки» Елизовского муниципального района	Деятельность по управлению холдинг-компаниями	0,00	0,80	4,30	8,20	10,50
			10,92	13,75	13,95	13,95	13,95
7	ООО «Город 415», Комплекс причальных сооружений, г. Петропавловск-Камчатский, ул. Чавычная	Переработка и консервирование	0,42	1,23	1,23	1,23	1,23
			1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
8	ООО «Новый дом»	Строительство и эксплуатация гостиничного комплекса	0,00	0,63	2,58	2,58	2,58
			2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
9	АО «Корпорация развития Дальнего Востока» 3 этап, площадка "Зеленовские озерки" (туристско-рекреационная зона)	Деятельность по управлению холдинг-компаниями	0,00	0,45	1,05	1,49	1,49
			0,00	4,90	1,30	1,30	1,30
10	АО «Корпорация развития Дальнего Востока» Здание международного аэропорта	Деятельность по управлению холдинг-компаниями	0,00	1,30	3,40	3,90	3,90
			0,00	10,00	10,00	10,00	10,00
11	АО "Корпорация развития Камчатского края" Промышленный парк "Дальний", г. Петропавловск-Камчатский	Деятельность по управлению холдинг-компаниями	0,00	0,00	0,50	1,50	5,00
			0,00	0,00	7,10	1,30	1,30

Актуализированный прогноз дан на основании данных полученных от перспективных потребителей, в части этапов ввода объектов и прогнозных сроков выхода на проектную мощность.

Перенос сроков выполнения работ по ПС-110/6 кВ «Чайка»; ПС-110/6 кВ «Богатыревка»; ПС-110/6 кВ «Стеллера» обусловлен заключением дополнительного соглашения к договору № ОТП-00700 от 17.06.2014 об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям по индивидуальному проекту для нужд Министерства обороны РФ. Корректировка стоимости проекта по результатам прохождения положительного заключения экспертизы проектно- сметной документации. Объем потребления электрической энергии от объектов ОАО «Оборонэнерго» дан на основании информации по заявкам на технологическое присоединение потребителей, выданных технических условий и заключенных договоров Филиалом «Камчатский» АО «Оборонэнерго» (2018 год), а также планируемых объемов потребления объектами, принадлежащими Министерству

обороны рассчитанных на основании вводимой мощности (согласно инвестиционной программы и корректировок, указанных выше).

Перечень заявок на технологическое присоединение потребителей, выданных технических условий и заключенных договоров за 2018 г. ПАО «Камчатскэнерго» в Приложении 9, а наиболее крупные потребители в таблице 25.

Таблица 25

Перечень крупных потребителей на присоединение к электрической сети

№п/п	Наименование потребителя	Наименование и место расположение объекта	Вид деятельности	Год ввода	Номинальная нагрузка (увеличение нагрузки), МВт
1	АО «Оборонэнерго»	ПС-110/6 кВ «Чайка» (планируемая к строительству); ПС-110/6 кВ «Богатыревка» (планируемая к строительству); ПС-110/6 кВ «Стеллера» (планируемая к строительству), Камчатский край, г. Вилочинск	Передача электроэнергии и технологическое присоединение к распределительным электросетям	2019-2020	28,5
2	ООО «Свинокомплекс «Камчатский»»	Проектируемая ТП-10/0,4 кВ, Елизовский район, п. Нагорный, тер. Свинокомплекса №1	Разведение свиней	2021	2,8
3	ООО «Камчаттралфлот»	Здание котельной, г. Петропавловск-Камчатский, ул. Чавычная.	Рыболовство морское	2019	2
4	АО «Корпорация развития Дальнего Востока»	«Туристический кластер», Елизовский район, п. Паратунка	Деятельность по управлению холдинг-компаниями	2019	7,1
5	Рыболовецкий колхоз им. В.И. Ленина	Здания и сооружения по производственной базы, г. Петропавловск-Камчатский, ул. Мишенная	Рыболовство морское	2019	4,5
6	ООО «Город 415»	Комплекс причальных сооружений, г. Петропавловск-Камчатский, ул. Чавычная	Переработка и консервирование рыбы, ракообразных и моллюсков	2019	1,448
7	АО «Корпорация развития Дальнего Востока»	ЭПУ №1, №2, №3, №4, №5, №6, №7, №8, площадка «Зеленовские озерки» Елизовского муниципального района (агропромышленная зона)	Деятельность по управлению холдинг-компаниями	2019-2021	13,9476
8	ООО "Новый дом"	Здание гостиницы по ул. Ленинградская	Жилищное строительство	2019	2,2
9	АО «Корпорация развития Дальнего Востока»	3 этап, площадка "Зеленовские озерки" (туристско-рекреационная зона)	Деятельность по управлению холдинг-компаниями	2020	4,9

№п/п	Наименование потребителя	Наименование и место расположение объекта	Вид деятельности	Год ввода	Номинальная нагрузка (увеличение нагрузки), МВт
10	АО «Корпорация развития Дальнего Востока»	Здание международного аэропорта	Деятельность по управлению холдинг-компаниями	2020	10
11	АО "Корпорация развития Камчатского края"	Промышленный парк "Дальний", г. Петропавловск-Камчатский	Промышленное производство	2020	7,1

Уровни потребления электроэнергии и максимумы нагрузки энергосистемы Камчатского края приняты с учетом потребности в мощности и электроэнергии новых потребителей. Следует отметить, что новые потребители учтены только те, по которым уже действуют технические условия и по заключённым договорам на подключение к электрическим сетям ПАО «Камчатскэнерго».

В качестве основного - рассматривается оптимистичный вариант, в котором необходимо предусмотреть развитие электрических сетей и готовность генерации для покрытия максимальной нагрузки.

Оптимистичный вариант электропотребления учитывает потребность в электроэнергии и мощности новых потребителей и объекты ТЭСЭР, по которым выданы технические условия:

- ТЭСЭР «Зеленовские озера» (Инвестиционная программа);
- ТЭСЭР ТРК «Паратунка» Туристический кластер;
- и другие крупные потребители.

В качестве дополнительного варианта рассматривается базовый вариант.

В базовом варианте электропотребления учтены только потребители, для которых по выданным техническим условиям заключены договора на присоединение к электросетям центрального энергоузла.

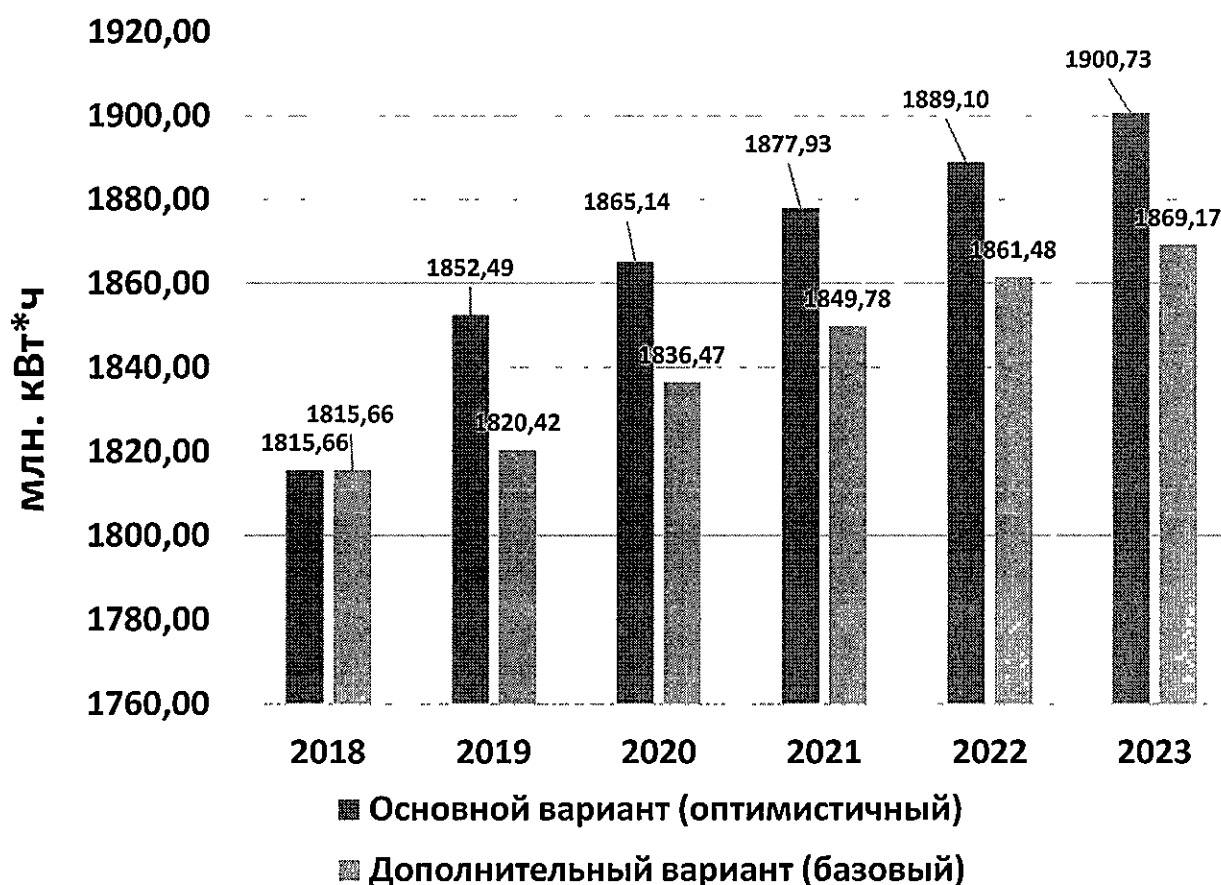
Прогноз электропотребления энергосистемы Камчатского края на период 2019-2023 годов для оптимистичного и базового вариантов представлен в таблице 26.

Прогноз электропотребления Камчатского края, млн. кВт*ч

Показатель	Годы					
	2018 (отчет)	2019	2020	2021	2022	2023
Основной вариант (оптимистичный)						
Электропотребление, млн кВт·ч	1815,66	1852,49	1865,14	1877,93	1889,10	1900,73
Абсолютный прирост, млн кВт·ч		36,83	12,65	12,79	11,17	11,64
в том числе ЦЭУ:		34,0	11,2	11,3	11,4	11,4
Прогнозные темпы прироста, %		2,0	0,7	0,7	0,6	0,6
Дополнительный вариант (базовый)						
Электропотребление, млн кВт·ч	1815,66	1820,42	1836,47	1849,78	1861,48	1869,17
Абсолютный прирост, млн кВт·ч		4,75	16,05	13,31	11,70	7,69
в том числе ЦЭУ:		1,93	14,59	11,79	11,88	7,49
Прогнозные темпы прироста, %		0,3	0,9	0,7	0,6	0,4

Ниже на рисунке 10 дано сравнение вариантов прогноза электропотребления в Камчатском крае в период 2019-2023 годов.

Прогноз электропотребления Камчатского края, млн. кВт*ч



Из приведенных данных для основного варианта следует, что по ЭС Камчатского края наблюдается рост электропотребления в течении всего рассматриваемого периода, что связано с началом ввода потребителей объектов Минобороны с последующим увеличением до проектной мощности (предварительная оценка даты ввода объекта на проектную мощность – 2022 год), ввод объектов на территориях опережающего развития, а также с учетом уже существующих заявок на технологическое присоединение потребителей, выданных технических условий и заключенных договоров по ПАО «Камчатскэнерго». При этом согласно заявок по АО «ЮЭСК» и АО «Корякэнерго» (изолированные энергоузлы) прирост потребления ожидается незначительный.

Среднегодовые темпы роста электропотребления за весь период с 2019 по 2023 год для оптимистичного варианта составят около 1 %.

Прогноз максимума нагрузки

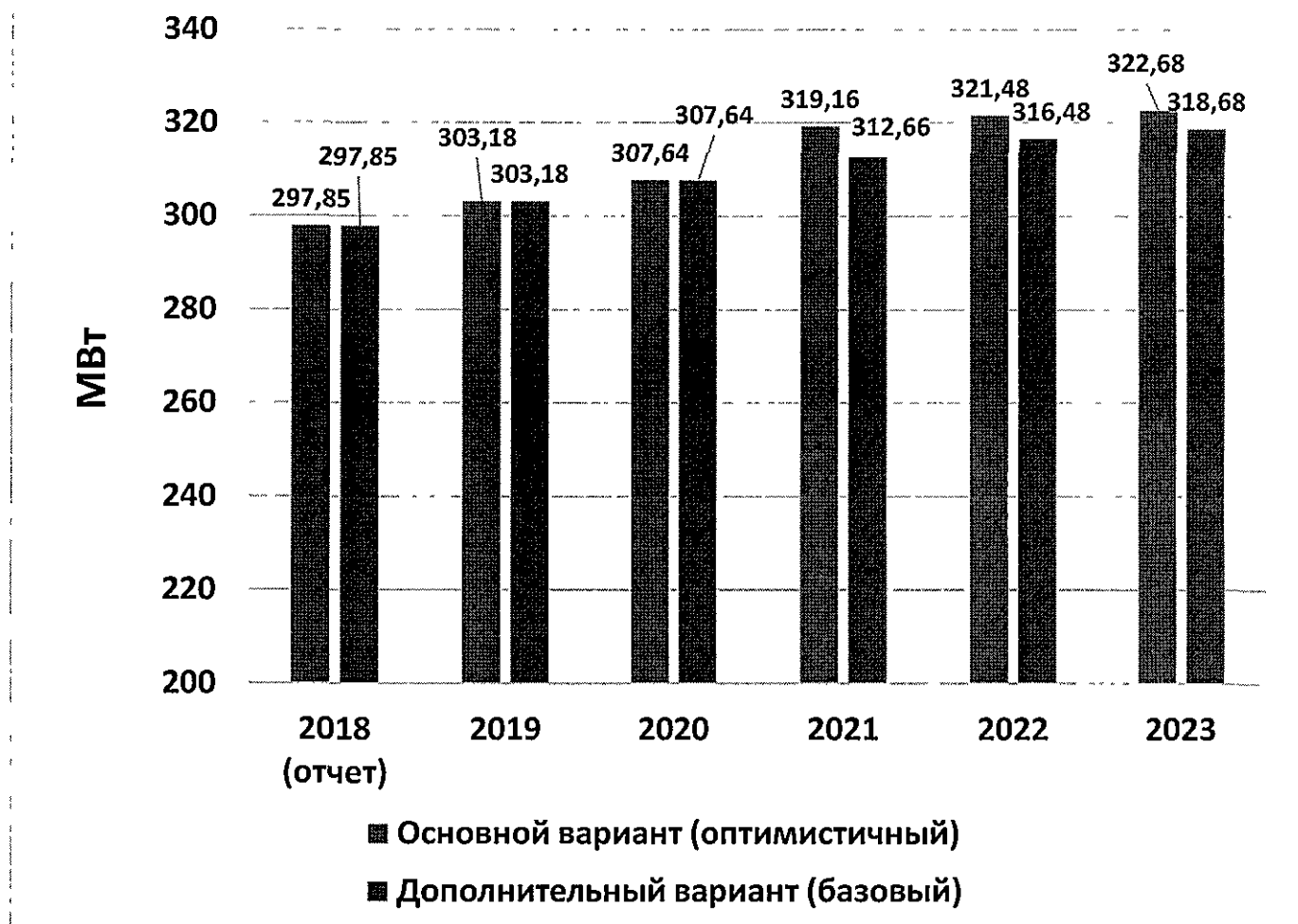
Прогноз максимума нагрузки энергосистемы Камчатского края для оптимистичного и базового вариантов на период 2019-2023 годов представлен в таблице 27 и на рисунке 11.

Таблица 27

Прогноз собственного максимума нагрузки энергосистемы Камчатского края на
2019-2023 годы, МВт

Показатель	Годы					
	2018 (отчет)	2019	2020	2021	2022	2023
Основной вариант (оптимистичный)						
Максимум нагрузки, МВт	297,85	303,18	307,64	319,16	321,48	322,68
Среднегодовые темпы прироста, %		1,8	1,5	3,7	0,7	0,4
Дополнительный вариант (базовый)						1,93
Максимум нагрузки, МВт	297,85	303,18	307,64	312,66	316,48	318,68
Среднегодовые темпы прироста, %		1,8	1,5	1,63	1,22	0,70

Прогноз собственного максимума нагрузки Камчатского края на период 2019-2023 годов, МВт



Из данных таблицы 27 следует, что максимальная электрическая нагрузка энергосистемы Камчатского края возрастает для основного варианта до 322 МВт к 2023 году.

Среднегодовые темпы прироста нагрузки энергосистемы края за 2019-2023 годы составят около 1,9 %, и будут выше, чем темпы прироста электропотребления в этот же период (1 %).

4.3. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным узлам энергосистемы Камчатского края

Камчатская энергосистема функционирует в составе самого крупного центрального энергоузла и 13-ти изолированно работающих энергоузлов.

Перечень основных крупных энергоузлов Камчатского края с указанием электропотребления и максимума электрической нагрузки (база) на 2019-2023 годы с выделением потребителей, составляющих не менее 1 % потребления электроэнергии Камчатского края, представлен в таблице ниже.

Наименование энергоузла	Годы					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Центральный энергоузел						
Годовой объем электропотребления, млн кВт*ч	1492,05	1459,02	1473,61	1485,40	1497,29	1504,77
Максимум нагрузки, МВт	253	255,50	258,50	262,00	266,00	268,00
Средне-Камчатский						
Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	8,422	8,54	8,54	8,55	8,55	8,55
Максимум нагрузки, МВт	2,121	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
Озерновский (Усть- Большерецкий муниципальный район)						
Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	36,16	35,48	35,48	35,48	35,48	35,48
Максимум нагрузки, МВт	6,80	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Алеутский						
Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	2,53	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59
Максимум нагрузки, МВт	0,76	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Усть-Камчатский						
Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	20,81	20,76	23,93	27,09	27,09	27,09
Максимум нагрузки, МВт	6,85	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30
Ключевской (Усть-Камчатский муниципальный район)						
Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	16,24	15,75	15,75	15,75	15,75	15,75
Максимум нагрузки, МВт	3,15	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
Козыревский (Усть-Камчатский муниципальный район)						
Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	2,94	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Максимум нагрузки, МВт	0,72	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Соболевский						
Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	20,6	21,58	21,51	21,71	21,81	21,81
Максимум нагрузки, МВт	4,6	6,25	6,97	7,07	7,17	7,17
Паланский (Тигильский муниципальный район)						
Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	10,21	10,03	10,03	10,03	10,03	10,03
Максимум нагрузки, МВт	2,176	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10
Тигильский						
Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	12,4	11,70	12,29	12,29	12,29	12,29
Максимум нагрузки, МВт	1,4	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
Оссорский (Карагинский муниципальный район)						
Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	16,9	14,93	15,21	16,11	15,11	15,21

Наименование энергоузла	Годы					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Максимум нагрузки, МВт	3,8	5,58	5,70	5,80	5,70	5,80
Олюторский						
Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	40,6	39,42	40,16	40,46	40,35	40,45
Максимум нагрузки, МВт	9,9	9,39	10,01	11,33	11,15	11,25
Манильский (Пенжинский муниципальный район)						
Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	2,18	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14
Максимум нагрузки, МВт	1,41	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Пенжинский						
Годовой объем электропотребления, млн. кВт*ч	3,67	3,49	3,49	3,52	3,56	3,60
Максимум нагрузки, МВт	1,116	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20

Из приведенных данных следует, что в период 2019-2023 годов рост потребления электрической энергии будет наблюдаться в самом крупном центральном энергоузле, что свидетельствует о более динамичном развитии промышленного производства, транспорта и коммунально-бытового хозяйства. В остальных энергоузлах рост электропотребления и максимума электрической нагрузки будет незначительным и составит менее 1 %.

Потребность центрального энергоузла в генерирующей мощности покрывается за счет собственных существующих электростанций, потребность изолированных энергоузлов - за счет существующих ДЭС, которые модернизируются.

4.4. Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период

Информация по наиболее крупным потребителям тепловой энергии Камчатского края представлена в таблице 28

Таблица 28

Теплопотребление крупных потребителей Камчатского края

№ п/п	Наименование потребителя, место расположения	Вид деятельности	Годовой объем потребления за 2017 год, тыс. Гкал (с нагревом)	Источник покрытия тепловой нагрузки	Присоединенная нагрузка Гкал/ч
1	Акционерное общество "Камчатское пиво", г. Петропавловск-Камчатский ул. Лукашевского, 13	15.96	3,161	ТЭЦ-2	1,92
2	Рыболовецкий колхоз имени В.И.Ленина, г. П-К, ул. Космонавтов, 40	05.01.12	3,264	Котельные ПКГО	1,77
3	Федеральное казенное учреждение "Центр хозяйственного и	75.14	6,534	ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, котельные	3,272

№ п/п	Наименование потребителя, место расположения	Вид деятельности	Годовой объём потребления за 2017 год, тыс. Гкал (с нагревом)	Источник покрытия тепловой нагрузки	Присоединённая нагрузка Гкал/ч
	сервисного обеспечения Управления Министерства внутренних дел Российской Федерации по Камчатскому краю, г. П-К, пр. Рыбаков, 49			Елизовского района, котельные ПКГО	
4	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Камчатский государственный технический университет", г. п-К, Ключевская 35	80.30.1	4,016	ТЭЦ-2	1,893
5	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения "Камчатская краевая больница им. А.С. Лукашевского", г. П-К, Ленинградская 112	85.11.1	4,206	ТЭЦ-2	1,395
6	государственное бюджетное учреждение здравоохранения Камчатского края "Елизовская районная больница", Елизовский р-н, с Сокоц, Юбилейная 3	85.11.1	3,206	котельные Елизовского района	1,423
7	Государственное унитарное предприятие Камчатского края "Камчатстройэнергосервис", г. П- К, Лукашевского 5	70.32.2	4,419	ТЭЦ-2	2,963
8	Муниципальное унитарное предприятие Петропавловск- Камчатского городского округа "Управление механизации и автомобильного транспорта" г.П- К, Автомобилистов 1	45.1	19,508	Котельные ПКГО	5,545
9	Акционерное общество "Международный аэропорт Петропавловск-Камчатский (Елизово)", г. Елизово, Звёздная 10	62.10.1	2,793	котельные Елизовского района	0,999

Прогноз потребности в тепловой энергии выполнен на основании прогнозов теплопотребления основных производителей тепловой энергии Камчатского края, а также анализа тенденций в потреблении тепловой энергии за последние годы и существующих схем теплоснабжения городских округов.

Прогноз производства тепловой энергии Камчатского края на 2019-2023 годы приведён в таблице 29.

Прогноз производства тепловой энергии Камчатского края на 2019-2023 годы,

Показатель	Годы					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Производство тепловой энергии, тыс. Гкал	2764,15	2821,97	2830,85	2839,41	2854,57	2864,15
в т.ч. Петропавловск-Камчатский	1585,47	1609,02	1607,78	1607,78	1607,78	1607,78
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	-	57,8	8,9	8,6	15,2	9,6
Среднегодовые темпы прироста, %	-	2,09	0,31	0,30	0,53	0,34

В настоящем прогнозе потребления тепловой энергии в соответствии с существующими схемами теплоснабжения ожидается рост потребления тепловой энергии в период 2018-2022 годов, среднегодовые темпы роста за период составят 0,72 %.

Прогноз производства тепловой энергии от тепловых энергетических станций и котельных генерирующих компаний представлен в таблице 30.

Прогноз производства тепловой энергии от тепловых энергетических станций (включая котельные генерирующих компаний) на период до 2023 года

Показатель	Годы					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Производство тепловой энергии – всего, тыс. Гкал, в т.ч.:	2764,15	2821,97	2830,85	2839,41	2854,57	2864,15
ПАО «Камчатскэнерго» - всего, в т.ч.:	1895,05	1921,51	1922,96	1922,96	1922,96	1922,96
Камчатские ТЭЦ-1,2	1100,99	1124,55	1128,89	1184,72	1223,62	1223,62
Котельные	794,06	796,96	794,06	738,24	699,33	699,33
АО «Камчатэнерго сервис» (Вилочинск, Мильково, Усть-Большерецкий МР)	340,44	345,55	350,87	355,08	362,54	367,25
АО «ЮЭСК»	86,54	88,05	88,05	88,05	88,05	88,05
АО «Корякэнерго»	90,52	109,99	106,61	106,61	106,61	106,61
Котельные и бойлерные – муниципальные и ведомственные, прочие	243,71	247,37	251,18	254,19	259,53	262,90
Скважины АО «Тепло Земли», в том числе муниципальные скважины	107,88	109,50	111,19	112,52	114,89	116,38

На прогнозируемый период структура установленной мощности источников тепловой энергии энергосистемы Камчатского края существенно не изменится.

Значительная часть теплопотребления будет обеспечена Камчатскими ТЭЦ и котельными ПАО «Камчатскэнерго».

Потенциал развития когенерации в Камчатском крае и возможности перевода котельных в газопоршневые установки и газотурбинные установки ТЭЦ

Благодаря программе газификации Камчатского края, газ рассматривался как альтернатива мазуту и углю, в качестве топлива для электростанций и котельных, что предполагало использование газотурбинных и парогазовых установок.

Однако, по данным ПАО «Газпром» планируется снижение возможного объема годовой добычи газа с 750 до 420 млн. м³ (с перспективой 140 млн. м³ к 2030 году), в связи с чем, сокращено количество перспективных объектов, переводимых на газовое топливо. Перечень объектов приведен в Приложении 7.

Ввод в центральном энергоузле Камчатской энергосистемы газотурбинных установок ТЭЦ и газопоршневых установок в перспективе не намечается, учитывая снижение поставок газа для энергетики и наличие в энергоузле избыточных генерирующих мощностей.

Традиционная практика использования глубинного тепла Земли на Камчатке (исключая Паужетскую ГеоЭС) не предусматривает варианта комбинированного использования естественного теплоносителя на нужды электро- и теплофикации. Однако при добыче высокопотенциальных фазовых смесей данный вариант достаточно реалистичен и может значительно улучшить экономические показатели станции несмотря на объективно существующую проблему удалённости от потребителя тепловой энергии. В связи с этим целесообразна в пределах рассматриваемой перспективы вариантная проектная разработка организации теплоснабжения Петропавловск-Камчатский и населённых пунктов Елизовского района на основе теплового потенциала сбросного сепарата Мутновских ГеоЭС.

Можно рассматривать замещение части нагрузки котельных комбинированным производством электроэнергии и тепла на ДЭС для небольших изолированных энергоузлов.

В условиях севера современная ДЭС с системой утилизации тепла может выступать как дополнительный, но не основной источник тепловой энергии. В масштабах всего Камчатского края объем производимой такими ДЭС тепловой энергии будет незначителен.

Использование когенерационного оборудования для ДЭС в изолированных энергоузлах Камчатского края позволит повысить эффективность использования дорогого дизельного топлива.

ДЭС с системой утилизации тепла может выступать единственным источником электрической и тепловой энергии для потребителей, если в режиме производства минимального требуемого количества электрической энергии будет покрывать максимальную потребность в тепле. В ином случае потребуется постоянно действующий или резервный дополнительный источник тепловой энергии. В условиях северных широт с холодными зимами и при отсутствии энергоёмких производств поршневая электростанция с когенерационным оборудованием (дизельная или газовая) в большинстве случаев не сможет полностью покрыть потребность в тепле.

Кроме того, схема теплоснабжения с ДЭС в качестве единственного источника тепловой энергии несет в себе определенный риск при низких температурах.

Совместная эксплуатация ДЭС с системой утилизации тепла и котельной приведет к экономии топлива. Например, тепловая энергия ДЭС может использоваться для целей горячего водоснабжения, давая возможность эксплуатировать котельную только во время отопительного сезона.

Нужно понимать, что когенерационная установка на базе ДЭС не отличается пониженным относительно обычной дизельной электростанции расходом топлива. Она дает выгоду в виде дополнительного продукта – тепла. Если этот дополнительный продукт нельзя надежно использовать, то средства, потраченные на систему утилизации тепла, могут не окупиться, поэтому каждый проект строительства ДЭС с утилизацией тепла и с ветроэнергетическими установками должен прорабатываться очень тщательно с точки зрения его экономической целесообразности.

4.5. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Камчатского края

Установленная мощность электростанций на территории Камчатского края обеспечивает в рассматриваемой перспективе покрытие максимума электрической нагрузки и расчётного резерва мощности в центральном энергоузле и изолированных энергоузлах.

В связи с ограничениями поставок природного газа и высокочувствительностью производства энергетических ресурсов на базе существующих мощностей, возникла необходимость осуществления мероприятий, изложенных в части 4.1 «Цели и задачи развития электроэнергетики Камчатского края».

В рассматриваемый период 2019-2022 годов необходим ввод дизельных агрегатов (для замены агрегатов, отработавших свой моторесурс) в АО «ЮЭСК», АО «Корякэнерго», АО «Камчатские электрические сети им. И.А. Пискунова».

В Озерновском энергоузле необходима реконструкция резервной ДЭС АО «Паужетская ГеоЭС» с увеличением установленной мощности до 4 МВт согласно инвестиционной программе на 2017-2019 годы утверждено финансирование в размере 88,602 млн. руб. (при необходимости 118,136 млн. руб.), в связи с чем ввод дополнительной мощности ожидается не ранее 2020 года.

Новые и реконструируемые дизельные агрегаты (замена) и ДЭС энергосистемы Камчатского края на рассматриваемый период приведены в таблице 31, а демонтируемые дизельные агрегаты - в таблице 32

Перечень новых и реконструируемых дизельных электростанций Камчатского края на 2019-2023 годы

Наименование электростанции	Ст. № блока	Принадлежность к компании	Год ввода	Вид топлива	Обоснование необходимости ввода	Вводимая мощность	Место расположения	Капиталовложения, млн. руб.
						МВт		
ДЭС-16		АО «ЮЭСК»	2018	дизельное топливо	Рост нагрузки. Отработка паркового ресурса дизельного генератора	0,6	п. Козыревск	15,72
ДЭС-19		АО «ЮЭСК»	2018	дизельное топливо	Рост нагрузки.	0,2	с. Долиновка	6,72
ДЭС-11		АО «ЮЭСК»	2019	дизельное топливо	Рост нагрузки. Отработка паркового ресурса дизельного генератора	1,0	с. Тигиль	33,69
ДЭС		АО «Паужетская ГеоЭС»	2020	дизельное топливо	Дефицит мощности	4,0	п. Озерновский	118,136 (Утверждено на период 2017-2019 - 88,602 млн. руб.) и при условии увеличения финансирования на 21,0 млн. руб. в 2018 году, в соответствии с ИПР ГеоЭС
ДЭС-23		АО «ЮЭСК»	2020	дизельное топливо	Рост нагрузки. Отработка паркового ресурса дизельного генератора	1,0	с. Усть-Камчатск	38,89
ДЭС-4		АО «ЮЭСК»	2021	дизельное топливо	Замена дизельного генератора на новые из-за отработки паркового ресурса	1,0	с. Манилы	41,92
ДЭС-17		АО «ЮЭСК»	2021	дизельное топливо	Замена дизельного генератора на новые из-за отработки паркового ресурса	0,6	с. Никольское	20,89
ДЭС-10		АО «ЮЭСК»	2019	дизельное топливо	Замена дизельного генератора на новые из-за отработки паркового ресурса	1,0	го п. Палана	37,93
ДЭС-10		АО «ЮЭСК»	2020	дизельное топливо	Замена дизельного генератора на новые из-за отработки паркового ресурса	1,0	го п. Палана	39,87

Наименование электростанции	Ст. № блока	Принадлежность к компании	Год ввода	Вид топлива	Обоснование необходимости ввода	Вводимая мощность	Место расположения	Капиталовложения, млн. руб.
						МВт		
ДЭС-8 с. Тиличики		АО «ЮЭСК»	2018	дизельное топливо	Рост нагрузки. Отработка паркового ресурса дизельного генератора.	2,0	с. Тиличики	102,73
Техническое перевооружение ДЭС-5,		АО «Корякэнерго»	2017-2019	дизельное топливо	Рост нагрузки. Отработка паркового ресурса дизельного генератора	2,4	с. Усть-Хайрюзово	125,292 (Утверждено на период 2017-2019 43,925 млн. руб.)
ДЭС-16		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	Рост нагрузки. Введение дополнительной мощности и поддержания резерва.	0,4	с. Средние Пахачи	9,944 (Утверждено на период 2017-2019 9,944 млн. руб.)
ДЭС-23		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	Рост нагрузки. Введение дополнительной мощности.	0,25	с. Тымлат	9,780 (Утверждено на период 2017-2019 9,780 млн. руб.)
ДЭС-25		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	Рост нагрузки. Введение дополнительной мощности.	0,4	с. Ильпырский	18,720 (Утверждено на период 2017-2019 18,720 млн. руб.)
ДЭС-22		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	Рост нагрузки. Введение дополнительной мощности.	1,16	п. Ичинский	7,980 (Утверждено на период 2017-2019 7,980 млн. руб.)
ДЭС-22		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	Рост нагрузки. Введение дополнительной мощности.	0,16	п. Ичинский	7,980 (Утверждено на период 2017-2019 7,980 млн. руб.)
ДЭС-28		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	Рост нагрузки. Введение дополнительной мощности.	0,2	с. Вывенка	10,767 (Утверждено на период 2017-2019 10,767 млн. руб.)
ДЭС-7		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	Рост нагрузки. Введение дополнительной мощности.	0,36	с. Алука	11,540 (Утверждено на период 2017-2019 11,540 млн. руб.)

Наименование электростанции	Ст. № блока	Принадлежность к компании	Год ввода	Вид топлива	Обоснование необходимости ввода	Вводимая мощность	Место расположения	Капиталовложения, млн. руб.
						МВт		
ДЭС-16		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	Замена дизельного генератор на новые из-за отработки паркового ресурса	0,16	с. Средние Пахачи	9,750 (Утверждено на период 2017-2019 9,750 млн. руб.)
ДЭС Водозабор		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	Независимое энергоснабжение водозабора	0,096	с. Средние Пахачи	6,150 (Утверждено на период 2017-2019 6,150 млн. руб.)
ДЭС		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	Замена дизельного генератор на новые из-за отработки паркового ресурса	0,096	с. Усть-Вывенка	6,150 (Утверждено на период 2017-2019 6,150 млн. руб.)
ДЭС		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	Замена дизельного генератор на новые из-за отработки паркового ресурса	0,32	с. Ачай Ваям	15,2 (Утверждено на период 2017-2019 15,2 млн. руб.)
ДЭС		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	Замена дизельного генератор на новые из-за отработки паркового ресурса	0,3	с. Ачай Ваям	8,5 (Утверждено на период 2017-2019 8,5 млн. руб.)
ДЭС-23		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	Замена дизельного генератор на новые из-за отработки паркового ресурса	0,25	с. Тымлат	9,780 (Утверждено на период 2017-2019 9,780 млн. руб.)
ДЭС-28		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	Замена дизельного генератор на новые из-за отработки паркового ресурса	0,2	с. Вывенка	10,767 (Утверждено на период 2017-2019 10,767 млн. руб.)

Таблица 32

Перечень демонтируемых дизельных агрегатов электростанций энергосистемы Камчатского края на 2019-2023 годы

Наименование электростанции	Ст. № блока	Принадлежность к компании	Год демонтажа	Вид топлива	Выводимая мощность	Вид демонтажа	Место расположения
					МВт, Гкал/ч		
ДЭС-11 (Г-72)		АО «ЮЭСК»	2019	дизельное топливо	0,8	замена	с. Тигиль
ДЭС-23 (Г-72)		АО «ЮЭСК»	2020	дизельное топливо	0,8	замена	с. Усть-Камчатск
ДЭС-4 (Г-72)		АО «ЮЭСК»	2021	дизельное топливо	0,8	замена	с. Манилы
ДЭС-17 (Caterpillar 3406)		АО «ЮЭСК»	2021	дизельное топливо	0,58	замена	с. Никольское
ДЭС-10 (Г-72)		АО «ЮЭСК»	2019	дизельное топливо	0,8	замена	го п. Палана
ДЭС-10 (Г-72)		АО «ЮЭСК»	2020	дизельное топливо	0,8	замена	го п. Палана
Техническое перевооружение ДЭС-5,		АО «Корякэнерго»	2017-2018	дизельное топливо	2,23	замена	с. Усть-Хайрюзово
ДЭС-23		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	0,144	замена	с. Тымлат
ДЭС-25		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	0,288	замена	с. Ильпырский
ДЭС-22		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	0,128	замена	с. Ичинский
ДЭС-28		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	0,144	замена	с. Вывенка
ДЭС-16		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	0,22	замена	п. Средние Пахачи
ДЭС		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	0,288	замена	с. Усть-Вывенка
ДЭС		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	0,5	замена	с. Ачай Ваям

Наименование электростанции	Ст. № блока	Принадлежность к компании	Год демонтажа	Вид топлива	Выводимая мощность	Вид демонтажа	Место расположения
					МВт, Гкал/ч		
ДЭС		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	0,25	замена	с. Ачай Ваям
ДЭС-23		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	0,144	замена	с. Тымлат
ДЭС-28		АО «Корякэнерго»	2019	дизельное топливо	0,144	замена	с. Вывенка

В среднесрочной перспективе рассматривается реализация следующих энергогенерирующих проектов:

- наиболее крупный проект по вводу генерирующих мощностей с целью перехода электрогенерации на ВИЭ является проект строительства каскада ГЭС на р. Жупанова, который значится в документах Правительства Камчатского края с 1987 года. По самой крупной ГЭС каскада - ГЭС-1 мощностью 270 МВт и годовой выработкой 1290 млн. кВт*ч, в 2012-14 годах проводились предпроектные работы. АО «Ленгидропроект» выполнило «Декларацию о намерениях по строительству каскада ГЭС на р. Жупанова», в которой технико-экономические расчеты показывают высокую эффективность проекта. По данным Краевого государственного бюджетного учреждения «Региональный центр развития энергетики и энергосбережения», в адрес Правительства Камчатского края поступили предложения от иностранных инвесторов (Чехия, р. Корея, Китай), показывающие готовность банков и крупных энергетических компаний к сотрудничеству в реализации этого проекта. Выполненные в 2014-2016 годах гидрометеорологические исследования – подтверждают ресурсную базу проекта ГЭС-1 на р. Жупанова. Разработка проектно-сметной документации строительства Жупановской ГЭС-1 планировалась в период действия СиПР, утверждённого в 2016 году. Однако в связи со сложной экономической ситуацией решение на настоящий момент не принято:

- проект «Увеличение установленной мощности Мутновской ГеоЭС-1 за счет использования потенциала тепла сбросного сепарата» предусматривает расширение существующей мощности с 50 до 63 МВт. Для этого потребуются строительство и ввод в эксплуатацию новых 2-х энергоблоков мощностью по 4 МВт каждый работающих на паре, полученном при вскипании сепарата при снижении давления, и 2-х энергоблоков по 2,5 МВт каждый работающих по технологии бинарного цикла;

- проект «Вторая очередь Мутновской ГеоЭС мощностью 2x25 МВт». Прогнозная оценка Мутновского месторождения парогидротерм 300 МВт. НП «ИНВЭЛ» разработано обоснование инвестиций по сооружению второй очереди Мутновской ГеоЭС мощностью 50 МВт. Реализация проекта предусматривается строительством двух одинаковых электростанций мощностью 50 МВт (2 энергоблока по 25 МВт) каждый.

- Разработки ПСД и строительство малых ГЭС (на р. Каваля, р. Белая, р. Кинкиль, р. Рассошина, р. Большая Хапица, р. Новиковская, р. Радуга). В марте 2019 года создан «Проектный офис в целях реализации проекта по переводу энергоснабжения Усть-Камчатского района на малые ГЭС с последующим созданием объединенного энергоузла».

- разработка проекта теплоснабжения близлежащих населённых пунктов на базе сбросного сепарата Мутновских станций и некондиционных скважин Мутновского месторождения.

В «ТЭДе по малым ГЭС и ВЭС» (АО «Ленгидропроект», 1994 год) было проработано и предложено 6 площадок для установки ВЭС в с. Усть-Камчатск, суммарная мощность которых оценивалась величиной 224 МВт, а выработка электроэнергии – 300 млн. кВт*ч.

В 2013 году завершено строительство и введён в эксплуатацию ветродизельный комплекс в с. Никольское в составе двух ветроэнергетических установок суммарной мощностью 550 кВт и ДЭС – 0,292 МВт.

В 2014 году введены:

- в с. Усть-Камчатск - ВЭУ-275 кВт, французской фирмы Vergnet (по программе ПАО «Передвижная ветроэнергетика»);

- в п. Октябрьский - вторая очередь ветропарка мощностью 2,4 МВт (4x0,6 МВт), суммарная мощность ВЭС достигла 3.3 МВт (1-ая очередь 3x0,3 МВт). ВЭС находится в собственности и эксплуатируется АО «КЭС им. И.А. Пискунова».

В 2014-2015 годах в с. Усть-Камчатск установлены три ВЭУ Komai KWT 300. Суммарная мощность ВЭС 900 кВт, включающая автоматизированную систему управления технологическим процессом и комплекс программно-аппаратных средств стабилизации параметров сети и утилизации излишков электроэнергии. Ведутся проработки проекта по установке четвёртого ВЭУ.

ВЭС принята в эксплуатацию АО «ЮЭСК» в 2016 году, введена в соответствии с Меморандумом от 18.11.2014 года о взаимопонимании между NEDO (Япония), ПАО «РАО Энергетические системы Востока» и Правительством Камчатского края по реализации Демонстрационного Проекта на основе развития возобновляемых источников энергии в с. Усть-Камчатск Камчатского края. Проект в основном финансировался за счет японской стороны и частично ПАО «Передвижная энергетика».

В середине 2000-х годов было начато строительство комплекса угольных мини-ТЭЦ в наиболее крупных центрах энергопотребления Корякского округа (в рамках ФЦП «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Забайкалья на период до 2013 года» за счет средств федерального бюджета).

В связи с низким качеством выполненных проектных работ и несоответствия показателей местных углей проектным (более низкая теплотворная способность относительно принятой в проекте, высокая зольность местных углей), строительство мини-ТЭЦ, выполненное примерно на 50 %, было законсервировано, а уже построенная мини-ТЭЦ в го «п. Палана» функционирует как котельная.

Рассматривались предложения по альтернативным вариантам использования объектов незавершенного строительства мини-ТЭЦ в Камчатском крае, приведённые ниже в таблице.

Показатель	мини-ТЭЦ			
	«Палана»	«Тиличики»	«Манилы»	«Тигиль»
Показатели мини-ТЭЦ на угле, которые планировались ранее				
Электрическая мощность, МВт	4,00	6,00	3,00	4,00
Тепловая мощность, Гкал*ч	13,30	22,00	19,20	48,50
Месторождение угля	Паланское	Корфское	Гореловское	Тигильское
Теплотворная способность угля запланированная, ккал/кг	5800,0	4770,0	4830,0	6280,0

Показатель	мини-ТЭЦ			
	«Палана»	«Тиличики»	«Манилы»	«Тигиль»
Теплотворная способность угля фактическая, ккал/кг	2945,0	3700,0	4830,0	запасы не подтверждены
Существующая потребность				
Электрическая мощность, МВт	2,40	4,74	2,16	1,23
Тепловая мощность, Гкал*ч	10,30	2,90	1,00	2,85
Возможное альтернативное решение				
Дизельные генераторы	-	4 x 1,0 МВт 1 x 0,8 МВт	3 x 0,8 МВт	2 x 0,5 МВт 1 x 0,3 МВт
в том числе с системой утилизации тепла (когенерация)	-	4 x 1,0 МВт	2 x 0,8 МВт	2 x 0,5 МВт
ВЭУ	-	3 x 0,275 МВт	3 x 0,275 МВт	1 x 0,275 МВт
Угольная котельная	-	резервная мощностью 3,0 Гкал/ч	резервная мощностью 1,0 Гкал/ч	основная мощностью 3,0 Гкал/ч
Уровень использования мощности угольной котельной при максимальной мощности ДЭС ¹	-	0,0-10,0 %	0,0 %	60,0-80,0 %
Малая ГЭС на р. «Кинкиль» Мощность, МВт	16 МВт – с электроотоплением, строительство ЛЭП-35 кВ ГЭС-Палана 40 км			
Малая ГЭС на р. «Рассо-шина» Мощность, МВт				12 МВт, строительство ВЛ 35 кВ мГЭС-Седанка 30 км
Малая ГЭС на р. «Белая» Мощность, МВт			10 МВт, строительство ВЛ мГЭС-Каменское 25 км	

1 - приблизительная оценка

Так как вопрос снабжения электроэнергией и теплом населенных пунктов, ранее входивших в Корякский округ, остается открытым, в качестве альтернативного варианта его решения предлагалось использовать современные экономичные дизельные электростанции с когенерационным оборудованием, твердотопливные котельные и ветродизельные комплексы.

Согласно программе «ТЭД по малым ГЭС и ВЭС в Корякском автономном округе и в Усть-Камчатском р-не Камчатской области» (АО «Ленгидропроект» 1994 год) имеется реальная возможность строительства малых ГЭС на пониженных параметрах, в изолированных энергоузлах. Первоочередными по значимости нужно закрывать потребности в энергии в го «п. Палана» строительством мГЭС на р. Кинкиль, не представляющей рыбохозяйственного значения и с. Манилы и Каменское строительством мГЭС на р. Белая.

На сегодня Министерством ЖКХ и энергетики Камчатского края ставится вопрос о дальнейшем использовании мини-ТЭЦ.

Для решения вопроса о дальнейшем использовании мини-ТЭЦ необходимо провести обследование состояния незавершенного строительства, на основе которого выполнить технико-экономическое обоснование о возможности завершения строительства мини-ТЭЦ (в качестве ТЭЦ или котельных) и использовании на них угля местных месторождений. Информация о мини-ТЭЦ также дана в части 4.6.

4.6. Прогноз возможных объёмов развития энергетики Камчатского края на основе ВИЭ и местных видов топлива

Камчатский край располагает уникальными возобновляемыми энергетическими ресурсами (гидроэнергия, геотермальная энергия, энергия ветра), а также невозобновляемыми топливными ресурсами (природный газ, уголь, торф) вполне достаточными для покрытия потребности энергетики.

Широкое применение ВИЭ, гидроресурсов р. Жупанова и других рек, геотермального тепла для теплоснабжения 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.

Наиболее перспективными для использования в энергетике Камчатского края видами возобновляемых источников энергии являются: гидроресурсы рек, геотермальная энергия.

Ниже приведена краткая информация о ресурсах и предлагаемых к вводу ВИЭ, ввод которых планируется в среднесрочной перспективе.

Гидроэнергетика

Потенциальные энергоресурсы рек Камчатки неоднократно оценивались проектно-изыскательским институтом АО «Ленгидропроект» в 50,6 млрд. кВт*ч 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. кВт*ч 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) и р. Кроноцкой, находящейся на территории Кроноцкого заповедника (145 км от ПС Мильково).

Однако, на сегодня Кроноцкие ГЭС не предлагаются к разработке в связи с их размещением на территории заповедника.

В 1994 года АО «Ленгидропроект» был выполнен технико-экономический доклад по размещению малых ГЭС в Камчатской области.

В качестве первоочередных объектов были определены:

- каскад малых ГЭС на р. Быстрой (Быстринский район);
- каскад малых ГЭС на р. Толмачева (Усть-Большерецкий район)
- каскад из двух малых ГЭС на р. Кававля (Быстринский район);
- ГЭС на р. Кинкиль (Тигильский район);
- ГЭС на р. Рассошина (Тигильский район).

В настоящее время на территории Камчатского края введены в эксплуатацию следующие ГЭС:

1) Быстринская малая ГЭС-4 – установленной мощностью 1,71 МВт, эксплуатирующаяся с 1996 года.

Целесообразность сооружения следующих ГЭС каскада на реке Быстрая: ГЭС-7 (мощностью 2,4 МВт) и ГЭС-10 (мощностью 20 МВт с размещением между ГЭС-4 и ГЭС-7) была подтверждена в 2001 году проработками АО «Ленгидропроект» по размещению ГЭС на Камчатке. Данные ГЭС не имеют водохранилища и обладают большой выработкой в летний период и малой в зимний. В период ледостава из-за обильного шугохода 0,5-2 месяца в году станции необходимо выводить из работы. Основное энергопотребление энергоузла приходится на зимний период. Поэтому ГЭС-4 в зимний период покрывает незначительную часть энергопотребления из-за нехватки воды, а летом наблюдается значительная недогруженность оборудования ГЭС из-за переизбытка воды.

Строительство мГЭС-7 было начато и к 2000 году выполнено более 20% требуемого объема работ, но в связи с отсутствием финансирования и отсутствием электропотребителей для летней выработки - дальнейшее строительство прекратилось.

2) Каскад малых Толмачёвских 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. Строительство ещё одной - ГЭС-4 на р. Толмачёва мощностью 10 МВт также, как и ГЭС-1, 2, 3, включено в ФЦП «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2018 года», утвержденную Постановлением Правительства

Российской Федерации от 15.04.1996 № 480.

В связи с отсутствием собственных финансовых ресурсов для соинвестирования данного проекта, ПАО «КамГЭК» вынуждено было отказаться от бюджетного финансирования.

Правительством Камчатского края намечается реализация проекта малой ГЭС на р. Кававля, приток р. Быстрая, мощностью 4-6 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.

Место расположения	Тип плотины	Напор, м	Мощность, МВт		Среднегодовая выработка, млн кВт*ч
			установленная	гарантированная	
р. Белая, в 20,9 км от устья	Из скального грунта с экраном из связанного грунта	20,0	28,0*	9,0	140,0
р. Россошина, в 5,9 км от устья	Каменно-набросная с асфальтобетонным экраном	45,0	12,0*	4,9	53,0
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 небольшие максимальные нагрузки потребителей.

В инвестпрограмме АО «ЮЭСК» на 2014-2018 годы предусматривался проект «Обоснование инвестиций применения объектов ВИЭ для реконструкции системы электроснабжения го «п. Палана» и с. Лесная». В проекте будет обосновано строительство плотинной мГЭС на р. Кинкиль, либо реализация альтернативных вариантов замещения дизельной генерации в населенных пунктах Палана и Лесная за счет использования ВИЭ, что позволит полностью закрыть потребность в электроэнергии и частично теплоэнергии.

В перспективе наиболее крупным проектом по вводу генерирующих мощностей в Камчатском крае является проект сооружения каскада ГЭС на р. Жупанова, ввод первой из которых - ГЭС-1 установленной мощностью 270 МВт.

Схема размещения каскада ГЭС на р. Жупанова приведена ниже на рисунке 13.

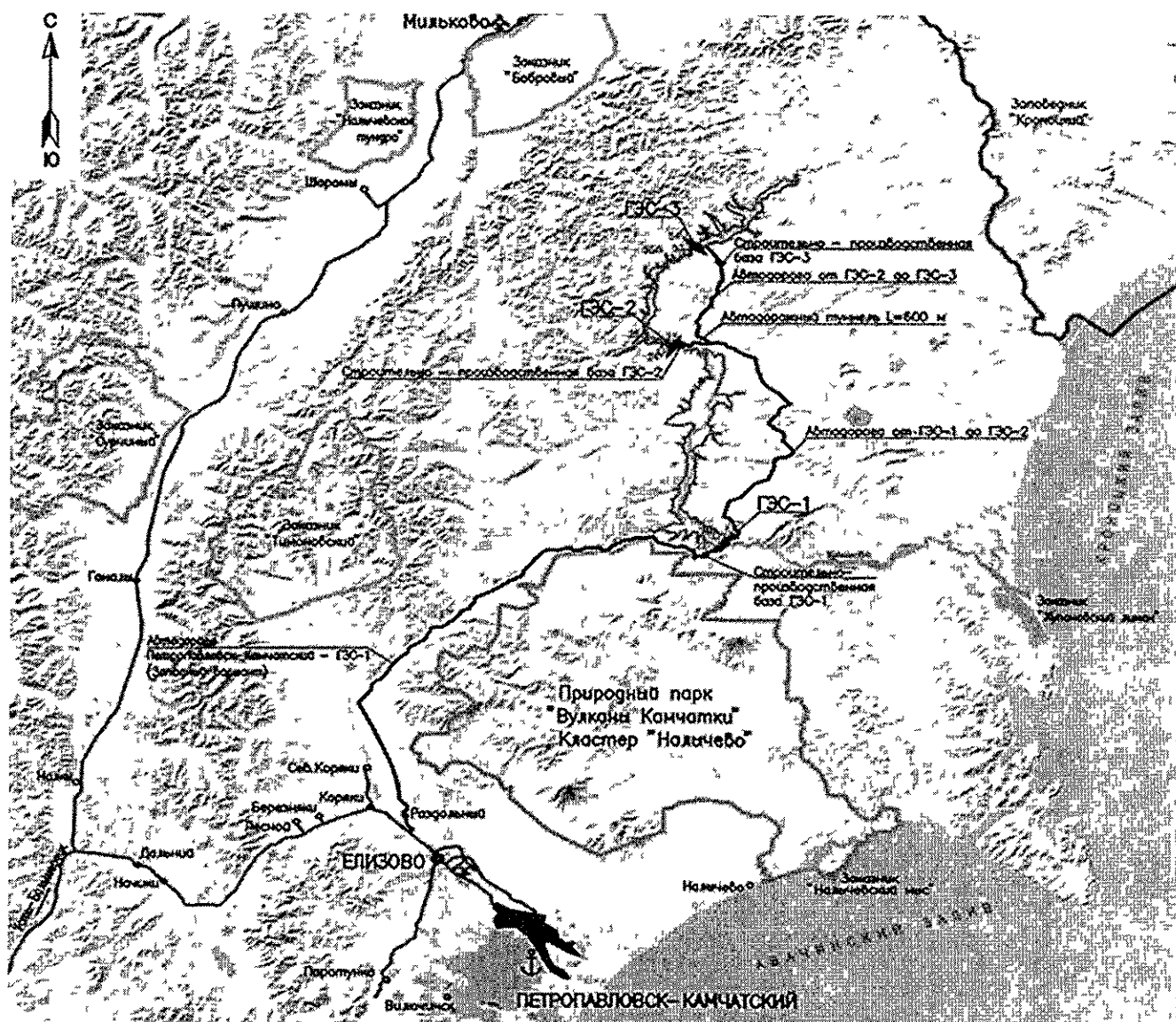


Рисунок 13 Схема размещения каскада ГЭС на р. Жупанова

Жупановская ГЭС-1 будет расположена в 63,8 км от устья реки. Это будет ГЭС плотинного типа с плотиной высотой 122 м и водосбросом через два туннеля протяженностью 450 м каждый. Водохранилище полезным объемом 1,83 км³ позволит выполнять сезонное регулирование стока и работать станции в пиковом режиме. Мощность четырех гидроагрегатов Жупановской ГЭС-1 составит 270 МВт, годовая выработка электрической энергии – 1290 млн. кВт·ч., что превышает современную выработку топливных Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 и позволит в перспективе:

- произвести частичный или полный перевод производства электроэнергии на гидроэнергию Жупановской ГЭС-1 с обеспечением требования постановлений Правительства Российской Федерации о приведении тарифов к среднероссийскому;
- обеспечить существенную экономию ресурса природного газа для выработки тепловой энергии;
- перевести часть малых котельных с высоким тарифом на электроотопление.

Возмещение потерь рыбопродуктивности р. Жупанова (0.5% от вылова лососей

Восточного побережья Камчатки) решается строительством лососевых рыбопроизводных заводов и уникальной возможностью пропуска лосося на нерест в обход плотины строительством рыбоходного канала длиной 5 км, который соединит нерестовую р. Быстрая (впадающую в р. Жупанова в 4-х км ниже ГЭС) с водохранилищем. Уникальный природный ландшафт позволяет создать эко туристический комплекс на базе поселка строителей (после завершения строительства ГЭС-1).

На рисунке 14 приведен вариант комплексного развития территории Жупановской ГЭС-1.

Рисунок 14

Вариант комплексного развития территории Жупановской ГЭС-1



Технико-экономические показатели реализации проекта сооружения ГЭС на р. Жупанова

Наименование	ГЭС №1	ГЭС №2	Всего
Мощность, МВт	270	90	360
Годовая выработка			
млн.кВт*час	1290	474	1764
Стоимость ¹ , млрд. руб.	48,8	20,8	69,6
В том числе СМР	36,4	14,8	51,2

1 – приведены цены на уровне 2013 г. - согласно «Декларации о намерениях строительства каскада ГЭС на р. Жупанова»

Для осуществления ввода Жупановской ГЭС-1, необходимо в период до 2020 года разработать проектно-сметную документацию, пройти государственную экспертизу и начать строительство.

В Охотском море в заливе Шелихова существуют уникальные условия для использования энергии морских приливов.

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 отдалённой 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 энергоёмких производств, транспортных коридоров в условиях низких температур, ледовых нагрузок и продолжительной зимы.

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-Кошелёвского, 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. Петропавловск-Камчатский);
- 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 населённых 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.

АО «Геотерм» реализуются проекты по снижению сезонных ограничений Мутновских ГеоЭС и Паужетской ГеоЭС по ресурсам и поддержанию их располагаемой мощности.

Сезонные ограничения связаны с двумя причинами:

Основная причина — это снижение дебета пароводяной смеси скважин месторождения. Это связано с обрастанием кремневыми отложениями как ствола скважины, так и трещиноватых пород, по которым поступает пароводяная смесь в ствол скважины. Благодаря современному мощному компрессорному оборудованию производятся мероприятия по частичной прочистке скважин, что даёт некоторый положительный эффект, но тем не менее, по многолетнему опыту эксплуатации месторождения Мутновских ГеоЭС, снижение дебета пара из скважин месторождения составляет около 3-5% в год. Поэтому приходится производить регулярное бурение новых скважин. При этом «коэффициент удачи» по существующему опыту буровых работ на данном месторождении составляет около 50%. Стоимость одной эксплуатационной скважины может достигать 350-450 млн. руб. (в ценах 2015 г.), что составляет 30-40% от годовой стоимости реализованной электроэнергии АО «Геотерм». При этом замечены две тенденции - скважины меньше забиваются, когда работают в номинальном режиме без смены режимов. Но так как в центральном энергоузле нет высокоэффективной пиковой мощности, то регулярно РДУ ПАО «Камчатскэнерго» выдаёт команду на эпизодическое снижение выдаваемой мощности Мутновских ГеоЭС в ночное время, когда происходит провал энергопотребления в ЦЭУ. Быстрее всего забиваются скважины реинжекции в которых сбрасывается отделённая от пароводяной смеси термальная вода. Так же закачка охлаждённой воды обратно в пласты месторождения снижает его производительность.

Вторая причина – в летнее время при высокой температуре наружного воздуха наблюдается нехватка мощности градирен на Мутновской ГеоЭС и соответственно повышение температуры в конденсаторах турбин и как следствие, небольшое снижение мощности турбин.

Первая проблема, заключающаяся в нестабильной загрузке Мутновских ГеоЭС и нестабильной работе скважин, благодаря чему они быстрее выходят из строя, может решить строительство плотинной ГЭС, которая возьмёт на себя функции пикового регулирования в ЦЭУ.

Вторая проблема, связанная с необходимостью закачки сепарата обратно через реинжекционные скважины в пласты месторождения, может быть решена путём строительства системы теплоснабжения населённых пунктов от Мутновского месторождения.

По данным на 1990 году Центральная Комиссия по запасам Мингео СССР утвердила эксплуатационные запасы и прогнозные ресурсы Мутновского месторождения в следующем количестве:

Участок	Эксплуатационные запасы пара (C1+C2) и прогнозные ресурсы (P) пара, кг/с Электрическая мощность, МВт				
	C1	C2	C1+C2	P	C1+C2+P
Дачный	121	71	192	183	375
	60	36	96	92	188
Верхне-Мутновский	35	16	51	64	115
	18	8	25	32	57
Вулканный				170	170
				85	85
Всего	156	87	243	417	660
	78	43	121	209	330

Эксплуатационные запасы пара и прогнозные ресурсы по трём участкам месторождения по категориям C1+C2+P составляют 660 кг/сек при энтальпии 660 Ккал/кг (330МВт). Утвержденные запасы по категориям C1+C2 = 240-250 кг/с (120 МВт).

В настоящее время перспективы развития генерации на Мутновском месторождении ограничены существующей схемой выдачи электрической мощности МГеоЭС.

Развитие генерации на Мутновском месторождении предполагает строительство второй ВЛ 220 кВ для связи с центральным энергоузлом Камчатского края. (через каскад Толмачёвских ГЭС длиной около 60 км с реконструкцией Схемы выдачи мощности Толмачёвских ГЭС в ЦЭУ, что позволит увеличить надёжность схемы выдачи мощности как Мутновских ГеоЭС, так и каскада Толмачёвских ГЭС).

22 февраля 2017 года, после прохождения расчетных материалов ресурсной оценки Мутновского месторождения парогидротерм через Государственную геологическую экспертизу, Государственной комиссией по запасам РФ были утверждены следующие объёмы эксплуатационных запасов Мутновского месторождения с переводом их в промышленную категорию их применения:

Вид теплоносителя	Запасы по категориям, кг/с				
	В	С	В+С,	С2*	В+С +С2
Участок Дачный					
ПВС	361	51	412	-	824,7
В том числе пар	104	24	128	-	200
Участок Верхне-Мутновский					
ПВС	113	8,5	121,5	-	121,5
В том числе пар	22	4,5	26,5	-	26,5
Всего Мутновское месторождение					
ПВС	474	59,5	533,5	412,7	946,2
В том числе пар	126	28,5	154,5	72	226,5

* запасы

категории С2 относятся в целом к площади Мутновского месторождения.

Имеются следующие перспективные проекты развития Мутновской ГеоЭС.

В технологическом цикле производства электроэнергии на МГеоЭС-1 и Верхне-Мутновской ГеоЭС используется лишь паровая фаза добываемого геотермального теплоносителя. Около 1000 т/ч сепарата с температурой 150-170 °С закачивается обратно в пласт.

Выполнен проект «Увеличение установленной мощности Мутновской ГеоЭС за счет использования потенциала тепла сбросного сепарата».

Данный проект предусматривает расширение существующей мощности Мутновской ГеоЭС-1 на 13 МВт, за счет использования потенциала тепла сбросного сепарата, строительством и вводом в эксплуатацию новых 2-х энергоблоков мощностью по 4 МВт каждый, работающих на паре, полученном вскипанием сепарата при понижении давления, и 2-х энергоблоков по 2,5 МВт каждый работающих по технологии бинарного цикла.

Реализация проекта позволит на 26% повысить эффективность использования исходного геотермального теплоносителя.

НП «ИНВЭЛ» разработано обоснование инвестиций по сооружению второй очереди Мутновской ГеоЭС (ГеоЭС-2) мощностью 50 МВт. Реализация проекта предусматривается строительством двух одинаковых электростанций мощностью по 25 МВт (2 энергоблока по 25 МВт), на двух отстоящих друг от друга строительных площадках. Такое деление второй очереди строительства на 2 этапа, вызвано, прежде всего, техническими соображениями (трудностями сбора в одном месте необходимого количества теплоносителя).

В планах АО «Геотерм» в среднесрочной перспективе намечается реализация указанных выше проектов, однако, источник финансирования пока не определен.

Для получения источника финансирования для развития АО «Геотерм» необходимо включение в тариф на отпускаемую электроэнергию инвестиционной составляющей.

Еще до строительства Мутновской геотермальной электростанции в 1994 году, для Европейского банка Реконструкции и Развития (ЕБРР) Исландской фирмой «Виркир Оркинг консалтинг групп ЛТД» была выполнена работа «Технико-экономическое обоснование районной системы отопления на базе Мутновского геотермального месторождения на Камчатке Feasibility Study» (перевод с английского). В данной работе рассматривался вариант добычи геотермального

теплоносителя на Мутновском месторождении, нагрев пресной воды посредством теплообменников и транспорт горячей воды с температурой 150 °С, с расходом на первом этапе 1200 т/час и до 2400 т/ч на втором этапе по трубопроводу диаметром 600 мм до основных потребителей тепла.

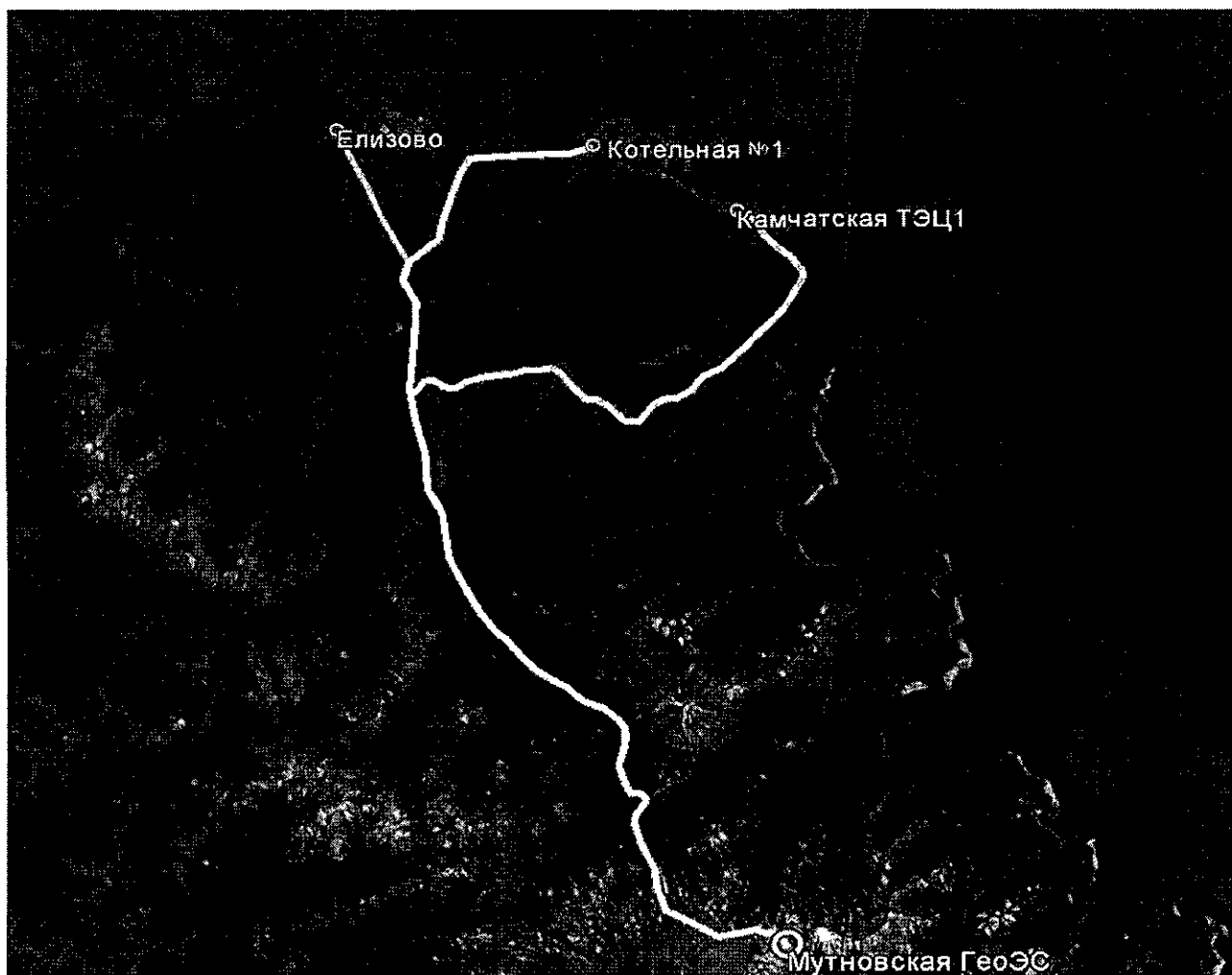
Уже в то время не существовало технических проблем для реализации данного проекта. Толщина изоляции обеспечивала нормативные потери тепла по трубопроводу. Снижение давления в трубопроводе (перепад около 100 атм) предлагалось с помощью станций дросселирования и гидротурбин. Данный проект рассматривал отопление г. Петропавловск-Камчатский, Вилючинск, Елизово, п. Николаевка, Сосновка, Вулканный, Ягодный, Пограничный. Срок проектирования и строительства системы теплоснабжения оценен в 4 года. Общая стоимость работ (2-х этапов) определена данной работой в 157 млн. долларов. Проведенные в то время технико-экономические расчеты показывали экономическую эффективность и финансовую устойчивость проекта.

На данном этапе необходима технико-экономическая оценка реализации проекта в современных условиях, с учетом появления новых технологий и материалов. Например, современные стекло-базальто-пластиковые трубы ООО «Завод базальтовых труб» выдерживают давление до 250 атм., и температуру до 180 °С. При этом трубопроводы не подвержены коррозии и солеотложению и могут эксплуатироваться в агрессивных геотермальных средах со сроком эксплуатации более 50 лет. Опыт эксплуатации подобных трубопроводов на Мутновской ГеоЭС в течении 15 лет показал их высокую надежность.

Этот факт позволяет рассматривать вариант транспортировки сепарата (который уже имеется в наличии -1000 т/ч) со скважин Мутновского месторождения и установки теплообменников непосредственно рядом с потребителем. Кроме того, по мнению специалистов АО «Геотерм», закачка сепарата на месторождении в скважины реинжекции приводит к падению параметров добычных скважин и в целом отрицательно влияет на работу месторождения, поэтому переброска сепарата в отдаленное от месторождения место, повысит эффективность работы Мутновской ГеоЭС. Возможные варианты трассировки трубопровода до основных потребителей центрального энергоузла приведены ниже на рисунке 12.

Предлагается выполнить предпроектные работы по строительству геотермальной системы от Мутновского месторождения парогидротерм (Декларация о намерениях и Обоснование инвестиций).

Варианты трассировки системы магистральных трубопроводов от Мутновской геотермальной тепловой станции



На Паужетской ГеоЭС в течение последних лет наблюдается тенденция к постепенному снижению запасов энергоносителя – геотермального пара с Паужетского месторождения парогидротерм. Дефицит ресурса особенно остро ощущается в весенний и летний периоды – с ростом электрической нагрузки во время путины. Для увеличения располагаемой мощностями Паужетской ГеоЭС до 8 МВт АО «Тепло Земли» (поставщик энергоносителя для Паужетской ГеоЭС) планирует увеличить добычу энергоносителя за счёт бурения двух промысловых скважин. В настоящее время осуществить это за счёт средств данной организации не представляется возможным из-за высокой стоимости работ, включение которых в тариф (через инвестиционные программы) приведет в конечном итоге к его резкому росту.

Основной турбоагрегат Паужетской ГеоЭС ст. № 3 устарел и фактически изношен. Запасные части к нему давно не выпускаются. Требуется реконструкция

турбины МК-6 без замены корпуса с целью продления срока службы до 20 лет, повышения надежности и безопасности эксплуатации.

Разработанная АО «Паужетская ГеоЭС» «Программа комплексной модернизации Озерновского энергоузла» от 2015 года, предусматривает комплекс организационно-технических мероприятий для обеспечения надёжности энергоснабжения, стабильности и развития энергоузла на период 2015-2021 годов, однако не является функционирующим документом без утверждения и решений по ресурсному обеспечению.

Программа технического перевооружения и реконструкции (далее - ТПиР) АО «Паужетская ГеоЭС» сформирована, утверждена в соответствии с Регламентом ПАО «РусГидро» в составе среднесрочной Производственной программы Общества. Инвестиционная программа общества на 2017 – 2019 годы утверждена Приказом Министерства энергетики российской Федерации от 25.11.2016 № 1245.

Принципы формирования и приоритеты программы ТПиР направлены на минимизацию рисков по состоянию основного энергетического оборудования, на обеспечение надежности энергоснабжения Озерновского энергоузла. При планировании Программы, за основу приняты общие риски и прогнозные оценки как по оборудованию, так и по состоянию системной надежности энергоузла, с учетом ограничений по собственным материальным ресурсам.

Основными направлениями реализации инвестиционной программы, на основании соответствующих проектных работ, являются:

- комплекс мероприятий по реконструкции резервной ДЭС п. Озерновский с увеличением установленной мощности до 4,0 МВт, с обустройством энергомодулей и модернизации системы хранения, контроля и учета ГСМ (частично уже реализована);
- комплекс мероприятий по реконструкции систем управления, контроля и защит основного энергетического оборудования и систем Паужетской ГеоЭС;
- мероприятия по реконструкции распределительных сетей в части увеличения надежности эксплуатации, обеспечения оптимального распределения нагрузок и системного резервирования.

Утвержденной Инвестиционной программой общества на 2017 – 2019 годы установлено финансирование в размере 129,838 млн. рублей:

- 2017 год – 68,0 млн. рублей;
- 2018 год – 21,15 млн. рублей;
- 2019 год – 40,688 млн. рублей.

Утвержденного объема финансирования недостаточно для достижения целевых показателей по обеспечению надежности электроснабжения, как по основному энергетическому оборудованию, так и по сетевым объектам в зоне своей ответственности. Согласно оценки АО «Паужетская ГеоЭС» на указанный период требуется 195,566 млн. рублей. Снижение финансирования в основном приходится на статью «реконструкция».

Утвержденной Инвестиционной программой АО «Тепло Земли» на 2017 – 2019 годы на территории Озерновского городского поселения установлено финансирование в размере 53,1 млн. рублей.

Реализация предложенного комплекса технических мероприятий позволяет решить следующие задачи по обеспечению надежности электроснабжения и развития энергосистемы:

- при нештатных и аварийных ситуациях в энергоузле по направлениям – наличия достаточной резервной мощности для обеспечения социальных потребителей, оптимизации сетевой системы с распределением нагрузок и реконструкцией распределяющих устройств в п. Озерновский и с. Запорожье;

- поддержание и дальнейшее увеличение располагающей мощности Паужетской геотермальной станции за счет модернизации и реконструкции Паужетского месторождения парогидротерм;

- обеспечение надежной и безаварийной работы основного и вспомогательного оборудования ПГеоЭС путем реконструкции, модернизации энергетического оборудования и систем контроля и управления;

- обеспечение возможности и реализации оптимальных и надежных систем теплоснабжения населения и муниципальных объектов (в ООО «ИВЦ Энергоактив» 2016 году выполнена Схема теплоснабжения Озерновского городского поселения, где в качестве основного варианта теплоснабжения принят вариант с использованием сепарата от Паужетской ГеоЭС);

- возможность реализации проектов развития Озерновского кластера на основе экономически эффективной энергосистемы с потенциалом дальнейшего развития.

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.

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 23,3 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.).

В 2015 году выполнена работа «Исследование геотермальных ресурсов Авачинской группы вулканов, полуостров Камчатка, Камчатский Край» (ФГБУ «НИГТЦ ДВО РАН»).

Целью работы являлось исследование и анализ современного состояния и прогноз использования тепловых ресурсов Авачинской геотермальной системы.

Выполнены полевые исследования температурного режима участка к югу и юго-востоку от Авачинского вулкана по данным пробуренных 25-ти термометрических

скважин глубиной 10 м. Выполнены исследования химического состава воды из скважин и р. Сухая речка.

Разработана трехмерная термогидродинамическая модель Авачинской геотермальной системы, откалиброванная по данным натуральных измерений и данным обработки космических снимков в тепловом диапазоне.

Выполнено финансово-экономическое моделирование эффективности перспективного проекта теплоснабжения Петропавловска-Камчатского и Елизово. По результатам моделирования установлена потенциальная конкурентоспособность проекта на рынке тепловой энергии.

Основные результаты работы: получено распределение температуры на глубинах 5 и 10 м, а также градиента температур на участке работ, проведена калибровка разработанной трехмерной термогидродинамической модели геотермальной системы по данным натуральных исследований. Даны рекомендации по глубинам и координатам точек заложения перспективных разведочно-эксплуатационных скважин. Рассчитаны финансово-экономические показатели проекта теплоснабжения Петропавловска-Камчатского и Елизово на базе ресурсов Авачинской геотермальной системы

Из выполненной работы на основании комплекса исследований и моделирования сделаны следующие основные выводы:

- при использовании системы добычных и нагнетательных скважин технически возможен отбор тепловой энергии мощностью 1100 Гкал/ч в течение более 30 лет;
- установлена эффективность перспективного проекта теплоснабжения Петропавловска-Камчатского на базе ресурсов Авачинской геотермальной системы и его потенциальная конкурентоспособность на рынке тепловой энергии. Расчетный тариф на тепловую энергию ниже прогнозного тарифа ПАО «Камчатскэнерго».

Специалистами АО «Геотерм» выполнен предварительный анализ возможности использования геотермальных ресурсов для теплоснабжения потребителей г. Петропавловска-Камчатского, из которого следует, что без проведения системного исследования, включая бурение геолого-разведывательных скважин южной территории, примыкающей к вулканам Корякско-Авачинской группы, говорить о теплоснабжении г. Петропавловска и прилегающих к нему посёлков, преждевременно.

Для более полного и эффективного использования геотермальных ресурсов для целей энергоснабжения потребителей необходимо ускоренное решение следующих вопросов:

- проведение дальнейших разведочных работ;
- разработка природоохранных мероприятий с применением новейших технологий по выделению редких элементов из геотермальной воды и обратной закачки ее в скважину.

Ветроэнергетика

Рабочий ветроэнергетический потенциал Камчатского края оценивается величиной 30-36 млрд. кВт*ч в год.

Наибольшие ветровые нагрузки в Камчатском крае фиксируются в прибрежных районах: Петропавловска-Камчатского, п. Октябрьский, мыса Петропавловский Маяк, п. Усть-Камчатск, на Командорских островах и в населенных пунктах, расположенных в северной прибрежной части Камчатки: Алука, Корф, Каменское, Ича.

Лидерами по ветровым ресурсам и возможным установленным и используемым мощностям определены две площадки: - площадка Радыгинская (на восточном побережье Камчатки вблизи г. Петропавловска-Камчатского) и площадка на мысе Левашова у п. Октябрьский Усть-Большерецкого района.

В 2013 году завершено строительство и введён в эксплуатацию: ветродизельный комплекс в с. Никольское в составе двух ветроэнергетических установок суммарной мощностью 550 кВт и ДЭС – 0,292 МВт. В 2016 году новый Ветро-дизельный комплекс (далее - ВДК) в с. Никольское выработал 371 тыс. кВт*ч и обеспечил 9,84 % выработки энергоузла, с учётом собственных нужд ДЭС и ВДК - 9,58%, по данным ТЭП АО «ЮЭСК» за 2016 год, потребляемой селом электроэнергии (у ВДК в 3,7 раза собственные нужды выше, чем у ДЭС-17). Себестоимость электроэнергии от нового ВДК составила более 25 руб./кВт*ч. Топливная составляющая в себестоимости электроэнергии от ДЭС составила 8,82 руб./кВт*ч. Средний КИУМ ВЭС за 2016 г. составил около 7%, что ниже, чем в 2015 г.

В с. Никольское в 2017 г. старый ВЭУ№8 выработал 64,7 тыс. кВт*ч, ВЭК-1 и 2 выработал 128 тыс. кВт*ч, что в 2 раза хуже, чем в 2016 г.

В 2014 году введены в эксплуатацию следующие ВЭУ:

- в с. Усть-Камчатск - ВЭУ-275 кВт, французской фирмы Vergnet (по программе ПАО «Передвижная ветроэнергетика»);

- в п. Октябрьский - вторая очередь ветропарка мощностью 2,4 МВт (4х0,6 МВт).

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

ВЭС принята в эксплуатацию АО «ЮЭСК» в 2016 году в с. Усть-Камчатск, введена в соответствии с Меморандумом от 18.11.2014 года о взаимопонимании между NEDO (Япония), ПАО «РАО Энергетические системы Востока» и Правительством Камчатского края. В 2016 году три ветроагрегата выработали 1,49 млн. кВт*ч, что обеспечило (с учётом собственных нужд ДЭС и ВЭС) – 5,9% потребления энергоузла. По данным ТЭП АО «ЮЭСК» за 2016 год у ВЭС в 6,35 раза собственные нужды выше, чем у ДЭС-23, так как электроэнергия тратится на обогрев оборудования ВЭУ. При стоимости трёх ветроагрегатов 301 387 462,92 рубля (по данным ПАО «Передвижная энергетика»), амортизационная составляющая при сроке службы 20 лет и ежегодному отпуску с шин на уровне 2016 г. (1,327 млн. кВт*ч) составит 11,36 руб./кВт*ч. В себестоимость электроэнергии от ВЭС так же входят прочие расходы (налог на имущество 2,2% - 6,6 млн. руб. или 5 руб./кВт*ч, зарплата обслуживающему персоналу АО «ЮЭСК» и управленческому персоналу ПАО «Передвижная энергетика», расходы на материалы при текущем обслуживании, накопительные расходы на капитальный ремонт, который производится через 8-10 лет после ввода в

эксплуатацию, 25-40% от первоначальных капложений). Итого полная прогнозная себестоимость электроэнергии от ВЭС в Усть-Камчатске может составить около 20-30 руб./кВт*ч, что значительно выше топливной составляющей на ДЭС. Необходимо так же отметить, что при работе ВЭС, дизеля на ДЭС работают в «рваном» режиме, что значительно снижает их моторесурс на частичных нагрузках, и повышает удельный расход топлива. Топливная составляющая себестоимости электроэнергии от ДЭС-23 в 2016 г. составила 9,55 руб./кВт*ч. Средний КИУМ по трём новым ВЭС за 2016 г. составил 18,9%, что значительно выше, чем в 2013-2015 г. (около 10%) и приближается к «западноевропейским» прибрежным ВЭС (20-30%).

В 2017 г. в п. Усть-Камчатск ВЭС выработали 1445,95 тыс. кВт*ч, собственные нужды ВЭС составили 140,6 тыс. кВт*ч (9,8%).

В п. Октябрьский Усть-Большерецкого района АО «КЭС им. И.А. Пискунова» реализован проект по установке ветропарка мощностью 3,3 МВт на базе ВЭС фирмы MICON (VESTAS, Дания). Проект реализован в два этапа:

1 очередь – 0,9 МВт (3хВЭУ-0,3 МВт) – 2008 г.;

2 очередь – 2,4 МВт (4хВЭУ-0,6 МВт) – 2014 г.

За 2016 год ВЭС в п. Октябрьский выработано 7,813 млн. кВт*ч электроэнергии. КИУМ составил 27%. Тарифная составляющая от ветрогенерации на 2017 г. в п. Октябрьский составила 7,71 руб./кВт*ч без НДС.

С целью повышения энергоэффективности и модернизации объектов энергоснабжения в отдаленных районах Камчатского края с 2011 года реализуется инвестиционный проект «Обеспечение энергоснабжения изолированных территорий Камчатского края на основе возобновляемых источников энергии».

Согласно полученного опыта эксплуатации ВЭС в изолированных энергоузлах с. Никольское и с. Усть-Камчатск получены следующие выводы:

- максимальная замещаемая выработка ветроагрегатов может составлять до 15% от выработки ДЭС;

- из-за высоких фактических удельных капитальных затрат на установку ВЭС 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 расчёт эффективности данного направления развития Камчатской энергетики.

Энергетика на основе местных видов топлива

Природный газ

Промышленные запасы углеводородного сырья установлены только в Колпаковском районе Западно-Камчатского нефтегазоносного бассейна (с общими запасами газа около 16 млрд. м³ и конденсата 0,52 млн. тонн), где открыто 4 газоконденсатных месторождения.

Из 4-х месторождений:

– Кшукское находится в разработке;

– Нижне-Квакчинское подготовлено для промышленного освоения;

– Средне-Кунжинское и Северо-Колпаковское находятся в стадии разведки.

Пятое возможное месторождение (Прихотское) по показателям имеет значительные запасы газа – около 26 млрд. м³ и для их подтверждения требуется пробурить 6-7 поисковых скважин.

В списке перспективных ресурсов газа в Колпаковском районе числятся 11 структур (Схумочская, Схикийская, Северо-Облуковинская, Усть-Облуковинская и др.), которые подготовлены сейсморазведкой. Их суммарные ресурсы оцениваются 14,2 млрд. м³ газа.

В списке с локализованными ресурсами газа числятся 15 структур (43 млрд. м³ газа). Кроме Колпаковского и Ичинского нефтегазоносных районов локализованными ресурсами располагает Центрально-Камчатский район (Караковская и Таежная структуры - 16,1 млрд. м³ газа).

По имеющейся информации утверждённых запасов газа (16 млрд. м³) при уровне добычи 750 млн. м³/год достаточно было бы для использования на Камчатских ТЭЦ и котельных города Петропавловска - Камчатского, а также вдоль трассы прохождения магистрального газопровода в течение 20 лет.

Для снижения зависимости энергетики Камчатского края от поставок из-за пределов региона дорогого мазута и дизельного топлива, в крае реализованы проекты по переводу ТЭЦ, ДЭС и котельных на использование в качестве топлива более дешёвого и экологически чистого природного газа местного Кшукского месторождения.

Так с 2000 года функционирует газопровод от Кшукского газоконденсатного месторождения до села Соболево и поселка Крутогоровский, а в сентябре 2010 года завершилось строительство магистрального газопровода с. Соболево – г. Петропавловск-Камчатский (протяженностью 392 км., диаметром 530 мм) и “Газопровода межпоселкового АГРС-2 Елизовского района - ТЭЦ-2 Петропавловск-Камчатского городского округа Камчатского края” и началась поставка природного газа на ТЭЦ-2, а в 2012 году ТЭЦ-1 начала потреблять газ.

С 13.06.2017 года согласно приказа ФАС России 13 июня 2017 г. N 778/17 установлена оптовая цена на газ для потребителей Камчатского края (Соболевского района) в размере 5935,33 (6872,78) рублей за тыс. м³, без НДС. При этом конечная цена для потребителя формируется путем добавления к оптовой цене платы за транспортировку и ПССУ.

По состоянию на 01.01.2019 г. газифицированы и потребляют газ следующие объекты: Камчатская ТЭЦ-2; Камчатская ТЭЦ-1; Котельная N 1 (ПКГО); ООО «Камчатский пивоваренный завод»; Асфальтобетонный завод МУП «Спецдорремстрой», Котельная № 2 и 4 г. Елизово, а также котельные Пионерского сельского поселения.

Ожидаемого снижения тарифа на электроэнергию от перевода Камчатских ТЭЦ-1 ТЭЦ-2 и котельных на газ не произошло, хотя отпускная стоимость газа существенно ниже, чем мазута, используемого ранее на ТЭЦ, при этом существенно улучшились экономические показатели работы Камчатских ТЭЦ, а также снизились расходные обязательства бюджета Камчатского края. Низкая цена природного газа (ниже

себестоимости его добычи и транспортировки) задана для потребителей ПАО «Камчатскэнерго» за счет внутреннего субсидирования в структуре ПАО «Газпром».

АО «Газпром промгаз» выполнена работа по актуализации Генеральной схемы газоснабжения и газификации Камчатского края с учетом годовой добычи газа на уровне 420 млн. м³ в год. В схеме уточнен и снижен перечень перспективных объектов, переводимых на газовое топливо, при этом согласно прогноза добычи к 2030 году снижение ожидается до 140 млн. м³ в год.

В связи со снижением добычи газа Правительству Камчатского края дано поручение о внесении изменений в «Стратегию развития энергетики Камчатского края» для заблаговременного включения перспективных проектов с использованием гидро- и геотермальной энергии (Протоколом совещания от 26 января 2015 года, подписанным Губернатором Камчатского края и членом Правления - начальником Департамента ПАО «Газпром»).

В 2015-2016 годах по заданию структуры Министерства ЖКХ и энергетики Камчатского края Краевым государственным бюджетным учреждением «Региональный центр развития энергетики и энергосбережения» выполнена «Актуализация стратегии развития энергетики Камчатского края до 2025 года», с перспективой до 2040 г., в которой включено обоснование эффективности перевода энергетики Камчатского края (частично или полностью) с использования органического топлива в качестве основного при производстве энергии на возобновляемые источники энергии с перспективой до 2040 года.

Уголь

Камчатский край обладает разведанными и поставленными на баланс месторождениями угля, но потенциал этих месторождений освоен слабо.

Разведанные и предварительно оцененные запасы угля Камчатского края составляют 275,1 млн. т., прогнозные ресурсы превышают 4,6 млрд. т.

По состоянию на 01.01.2015 в Камчатском крае учитываются 7 месторождений угля с общими балансовыми запасами по категориям С1+С2 в количестве 275,1 млн. т, из них: 4 месторождения каменного угля с общими балансовыми запасами промышленных категорий - 260,8 млн. т и 3 месторождения бурого угля с общими балансовыми запасами промышленных категорий- 14,3 млн. т.

В распределенном фонде недр по состоянию на 01.01.2015 года учитываются 2 месторождения: Паланское буроугольное (участок Угольный) и Хайрюзовское каменноугольное (участок Южный) с балансовыми запасами промышленных категорий - 2,4 млн. т, что составляет 2,2% от общих балансовых запасов угля. В нераспределенном фонде недр учтены 5 месторождений с общими балансовыми запасами 272,7 млн. т и забалансовыми - 135,8 млн. т.

Все разведанные месторождения, за исключением Крутогоровского, расположены на севере Камчатского края (Тигильский, Пенжинский, Олюторский, Карагинский муниципальные районы).

Дочерняя структура крупнейшей индийской энергетической компании Tata Power получила право использовать Крутогоровское месторождение на Камчатке. Переговоры по этому проекту начались несколько лет назад. Это будут крупные

инвестиции в Дальний Восток, которые оцениваются в 560 млн. долларов.

Основными проблемами освоения Камчатских угольных месторождений являются следующие:

- сложная транспортная доступность и сезонность поставок;
- невысокое качество угля.

Поставки угля в Камчатский край осуществляются из Кемеровской области (Кузбасс), Красноярского края (Канско-Ачинский угольный бассейн), Иркутской области, Сахалинской области, Чукотки.

В 2015 году добыча угля в Камчатском крае проводилась только на Паланском месторождении в Тигильском муниципальном районе предприятием ООО «Палана-Уголь». Всего добыто 20,0 тыс. т бурого угля, что составляет 88,5 % от уровня добычи за 2014 год.

На Хайрюзовском угольном разрезе в 2014-2015 годах добыча угля не производилась по причине отсутствия заявок от АО «Корякэнерго».

За последние 5 лет объем добычи угля в Камчатском крае снизился примерно в два раза, что связано с сокращением спроса на местные угли внутри региона. В силу индивидуальных географических и экономических особенностей территории Камчатского края, а также отсутствия развитой инфраструктуры, предприятия ограничены рынком сбыта продукции, поставка угля ведется только в близлежащие населенные пункты.

В связи с введением в действие Федерального закона от 18.07.2011 № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц» ресурсоснабжающие предприятия, осуществляющие регулируемые виды деятельности (теплоэнергоснабжение), обязаны проводить процедуру конкурсного отбора поставщиков топлива. По этой причине ресурсоснабжающие предприятия никаких гарантий по заключению договоров на поставку местных углей угледобывающим компаниям Камчатского края дать не могут.

Необходимо обеспечить максимальное вовлечение «местного угля» в топливно-энергетический баланс Камчатского края. Учитывая, что все месторождения угля, за исключением Крутогоровского месторождения каменного угля, находятся на территории бывшего Корякского автономного округа, их разработка даст толчок в социально – экономическом развитии северных районов края.

Программой в сфере угольной промышленности на территории Камчатского края включены следующие проекты:

- промышленное освоение Крутогоровского месторождения в целях организации производства синтетического топлива в Камчатском крае (2018 - 2020 годы);
- промышленное освоение Корфского и Гореловского месторождений в Камчатском крае (2017 - 2020 годы).

Федеральная целевая программа «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока и Забайкалья на период до 2013 года» предусматривала строительство мини-ТЭЦ на территории, ранее входившей в Корякский автономный округ. В ходе проведения работ были выявлены недоработки, как в технико-экономическом обосновании строительства объектов, которое отсутствовало, так и в самой проектной документации. На совещании в Минэнерго России от 06.04.2009 года

по вопросу «Ситуация вокруг комплексного проекта по сооружению мини-ТЭЦ в Камчатском крае» представителями Минрегиона России, Минэкономразвития России, ПАО «РАО ЭС Востока» было поддержано предложение приостановить строительство мини-ТЭЦ в селах Манилы, Тиличики и Тигиль с проведением необходимой консервации указанных объектов. Строительство мини-ТЭЦ «Оссора» решено было не начинать, а для мини-ТЭЦ «Палана» выполнить корректировку проектных решений с учетом возникших непредвиденных проблем и завершить строительство с последующим проведением пусконаладочных работ.

В настоящее время построенная мини-ТЭЦ в пгт Палана функционирует как котельная.

На базе незавершенного строительства мини-ТЭЦ в с. Тигиль и мини-ТЭЦ в с. Манилы Министерством ЖКХ и энергетики Камчатского края планировалось строительство котельных, но работы не были выполнены.

Как отмечено выше, Министерством ЖКХ и энергетики Камчатского края ставится вопрос о дальнейшем использовании законсервированных мини-ТЭЦ.

Для решения вопроса о дальнейшем использовании мини-ТЭЦ, необходимо провести обследование состояния незавершенного строительства, на основе которого выполнить ТЭО о возможности завершения строительства мини-ТЭЦ (в качестве ТЭЦ или котельных) и использовании на них угля местных месторождений.

Министерством ЖКХ и энергетики Камчатского края предлагается для мини-ТЭЦ в с. Тигиль рассмотреть уголь Паланского месторождения, т.к. Паланский угольный разрез уже работает, имеется существующая дорога (автозимник продленного действия) от Паланы до с. Тигиль, что позволяет осуществить доставку угля. Также строится дорога Анавгай-Тигиль, что позволит осуществлять работы на мини-ТЭЦ вахтовым методом. Следует отметить, что мини-ТЭЦ в с. Тигиль проектировалась на уголь более высокой калорийности, чем уголь Паланского месторождения.

4.7. Оценка балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) в Камчатском крае на 2019-2023 годы

Балансы мощности и электроэнергии центрального энергоузла рассмотрены для базового и оптимистичного вариантов электропотребления с учётом расчетного резерва мощности, намечаемого ввода генерирующей мощности и реконструкции существующих электростанций (Приложения 10 и 11).

Расчётный резерв мощности в балансе принят в размере мощности наибольшего турбоагрегата (80 МВт), как для изолированно работающего энергоузла в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утверждёнными Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281.

Результаты балансов мощности центрального энергоузла для базового и оптимистичного вариантов на 2019-2023 годы, приведены ниже в таблицах 36 и 36а.

Таблица 36

Баланс мощности центрального энергоузла Камчатского края на период
2019-2023 годов (вариант оптимистичный), (МВт)

Показатели	Годы					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ПОТРЕБНОСТЬ						
Электропотребление, млрд. кВт*ч	1,46	1,49	1,50	1,51	1,52	1,54
Максимум нагрузки	253	255,5	258,5	268,5	271	272,0
Расчетный резерв мощности	80	80	80	80	80	80
ИТОГО потребность	333,0	335,5	338,5	348,5	351,0	352,0
ПОКРЫТИЕ						
Установленная мощность на конец года – всего, в т.ч.:	483,2	483,2	483,2	483,2	483,2	483,2
ГЭС	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
ТЭС, в т.ч.:	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8
ТЭЦ	364	364	364	364	364	364
ДЭС	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
ГеоЭС	62	62	62	62	62	62
Ограничения мощности на час максимума нагрузки	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
ГЭС	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
ГеоЭС	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9
ГЭС	38	38	38	38	38	38
ТЭС, в т.ч.:	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8
ТЭЦ	364	364	364	364	364	364
ДЭС	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
ГеоЭС	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1
Консервация т.а. ст.№7	55	55	55	55	55	55
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-)	75,9	73,4	70,4	60,4	57,9	56,9
Фактический резерв мощности	155,9	153,4	150,4	140,4	137,9	136,9
В % максимума	61,6	60,0	58,2	52,3	50,9	50,3

Таблица 36а

Баланс мощности центрального энергоузла Камчатского края на период
2019-2023 годов (вариант базовый), (МВт)

Показатели	Годы					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ПОТРЕБНОСТЬ						
Электропотребление, млрд. кВт*ч	1,46	1,46	1,47	1,49	1,50	1,50
Максимум нагрузки	253	255,5	258,5	262	266	268,0
Расчетный резерв мощности	80	80	80	80	80	80
ИТОГО потребность	333,0	335,5	338,5	342,0	346,0	348,0
ПОКРЫТИЕ						
Установленная мощность на конец года - всего, в т. ч.:	483,2	483,2	483,2	483,2	483,2	483,2
ГЭС	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
ТЭС, в т.ч.:	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8
ТЭЦ	364	364	364	364	364	364

Показатели	Годы					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ДЭС	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
ГеоЭС	62	62	62	62	62	62
Ограничения мощности на час максимума нагрузки	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
ГЭС	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
ГеоЭС	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9
ГЭС	38	38	38	38	38	38
ТЭС, в т.ч.:	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8
ТЭЦ	364	364	364	364	364	364
ДЭС	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
ГеоЭС	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1
Консервация т.а. ст.№7	55	55	55	55	55	55
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-)	75,9	73,4	70,4	66,9	62,9	60,9
Фактический резерв мощности	155,9	153,4	150,4	146,9	142,9	140,9
В % максимума	61,6	60,0	58,2	56,1	53,7	52,6

Балансы мощности и электроэнергии центрального энергоузла для базового и оптимистичного вариантов электропотребления складываются избыточными. Дополнительные вводы генерирующей мощности в период 2018-2022 годов не потребуются.

Балансы мощности изолированных энергоузлов на собственный максимум нагрузки каждого энергоузла составлены на основе отчетной динамики электропотребления, пролонгированы и приведены в Приложении 3.

Баланс мощности (на совмещенный максимум) изолированных энергоузлов приведен таблице 36 б. Расчётный резерв мощности в балансе принят в размере 30% от совмещенного максимума электрической нагрузки, что приблизительно равно сумме мощности двух наиболее крупных дизельных агрегатов по каждому энергоузлу.

Таблица 36 б

Баланс мощности (на совмещенный максимум) изолированных энергоузлов Камчатского края на период 2019-2023 годов, (МВт)

Показатели	Годы					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ПОТРЕБНОСТЬ						
Максимум нагрузки	44,9	47,7	49,1	50,7	50,5	50,7
Расчетный резерв мощности*	12,4	12,5	12,6	12,7	12,8	12,9
ИТОГО потребность	57,3	60,2	61,7	63,4	63,3	63,6
ПОКРЫТИЕ						
Установленная мощность на конец года	154,19	154,2	154,2	154,2	154,2	154,2
Располагаемая мощность	147,92	150,74	152,20	153,72	153,54	153,74
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-)	90,7	90,6	90,5	90,4	90,3	90,2
Фактический резерв	103,1	103,1	103,1	103,1	103,1	103,1
В % максимума	229,8	216,2	209,7	203,4	204,2	203,4

*ВЭС в располагаемой мощности не учитывается

Балансы электроэнергии центрального энергоузла Камчатского края для базового и оптимистичного варианта на 2019-2023 годы даны в таблицах 37 и 37а.

Таблица 37

Баланс электроэнергии центрального энергоузла Камчатского края на период 2019-2023 годов (вариант оптимистичный)

Показатели	Годы					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Электропотребление, млрд. кВт*ч	1,46	1,49	1,50	1,51	1,52	1,54
Выработка, млрд. кВт*ч, всего, в т. ч.:	1,49	1,53	1,54	1,55	1,56	1,57
ТЭС, включая:	1,04	1,07	1,09	1,10	1,11	1,12
ТЭЦ	1,04	1,07	1,09	1,10	1,11	1,12
ДЭС	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005
ГЭС	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
ГеоЭС	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Получение электроэнергии	0	0	0	0	0	1
Число часов использования располагаемой мощности	3221	3294	3318	3342	3367	3391
ГЭС	1547	1547	1547	1547	1547	1547
ТЭС	2857	2951	2981	3012	3043	3075
ТЭЦ	2857	2951	2981	3012	3043	3075
ДЭС	0	0	0	0	0	0
ГеоЭС	6183	6183	6183	6183	6183	6183

Таблица 37а

Баланс электроэнергии центрального энергоузла Камчатского края на период 2019-2023 годов (вариант базовый)

Показатели	Годы					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Электропотребление, млрд. кВт*ч	1,46	1,46	1,47	1,49	1,50	1,50
Выработка, млрд. кВт*ч, всего, в т. ч.:	1,49	1,50	1,51	1,52	1,53	1,54
ТЭС, включая:	1,04	1,04	1,06	1,07	1,08	1,09
ТЭЦ	1,04	1,04	1,06	1,07	1,08	1,09
ДЭС	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005
ГЭС	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
ГеоЭС	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Получение электроэнергии	0	0	0	0	0	1
Число часов использования располагаемой мощности	3221	3225	3256	3282	3307	3323

Показатели	Годы					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ГЭС	1547	1547	1547	1547	1547	1547
ТЭС	2857	2862	2903	2935	2968	2988
ТЭЦ	2857	2862	2903	2935	2968	2988
ДЭС	0	0	0	0	0	0
ГеоЭС	6183	6183	6183	6183	6183	6183

Из приведённых выше балансов электроэнергии следует, что потребность в электроэнергии на рассматриваемый период будет покрываться за счет существующих энергоисточников.

4.8 Уточнение «узких мест» в электрической сети напряжением 35, 110 кВ и выше

Центральный энергоузел

Ненадёжная схема выдачи мощности Мутновских ГеоЭС, которая осуществляется по одноцепной ВЛ 220 кВ МГеоЭС - Авача, проходящей в крайне неблагоприятных климатических условиях (сильные ветровые нагрузки, гололедообразование, мощный снежный покров, лавины).

Схема ПС 220 кВ Авача, на которую выдаётся мощность МГеоЭС, также не отвечает в полной мере требованиям надёжности, так как на ПС установлен один АТ 220/110 кВ 63 МВА.

При отключении ВЛ 220 кВ МГеоЭС - Авача (аварийном, ремонтном или на плавку гололёда) или АТ на ПС Авача мощность МГеоЭС – «заперта».

Неблагоприятными факторами, снижающими надёжность схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС по одной цепи ВЛ 220 кВ являются:

- основные отключения ВЛ 220 кВ в 2015-2016 г. произошли из-за перехлёста проводов (эпизодически происходят выносы влажных масс с океана, как следствие мощное и быстрое гололедообразование и как следствие увеличивается площадь провода и ветровая нагрузка на него, что приводит к сильному несинхронному раскачиванию проводов и перехлёсту фаз), так же к обрыву изоляторов;

- подверженность ВЛ воздействию лавинных снежных масс по маршруту следования в районе примыкания и пересечения с лавиноопасными участками. Применяемые технические сооружения, усиливающие прочность металлических конструкций опор ВЛ, а также проектные решения по оптимизации расстановки опор ВЛ не исключают разрушающее воздействие лавин, которые приводят к полному или частичному разрушению опор и как следствие к длительному восстановительному ремонту;

- проблемы с осмотрами, своевременным техобслуживанием и ремонтом ВЛ 220 кВ, связанные с расположением в местности, где в течении 9-10 месяцев на высокогорных участках лежит устойчивый снежный покров толщиной от 4,0 до 10,0 м и во время циклонов скорость ветра нередко превышает 40м/с.

Отключения ВЛ 220 кВ МГеоЭС - Авача приводят к следующим проблемам:

1. ПАО «Камчатскэнерго» несет убытки, связанные с пережогом топливной составляющей в целях обеспечения горячего резерва мощности на Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ - 2;

2. При ухудшении погодных условий приходится менять режим работы и состав основного оборудования Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 для резервирования генерирующих геотермальных мощностей на случай отключения ВЛ-220 МГеоЭС-Авача;

3. Убытки из-за недовыработки электроэнергии, так как Мутновские ГеоЭС ежегодно недовырабатывают порядка 8-10 млн. кВт*ч по следующим причинам:

- аварийных отключений ВЛ 220 кВ - 107 тыс. кВт*ч;
- плавок гололеда - 4000 тыс. кВт*ч.;
- внеплановых выводов в ремонт ВЛ - 2900 тыс. кВт*ч;

4. Порядка 21,25 млн. кВт*ч по причине ежегодного вывода ВЛ в плановый ремонт (в период с августа по сентябрь сроком на 15 суток) в связи с ограниченной возможностью их проведения из-за сезонной доступности ВЛ 220 кВ. По этой же причине АО «Геотерм» выводит в ремонт (или в резерв) всю свою генерацию вне зависимости от целесообразности его проведения.

Для повышения надежности схемы выдачи мощности от Мутновских ГеоЭС и исключения горячего резерва в центральном энергоузле на покрытие мощности МГеоЭС АО «Геотерм» предлагается строительство ВЛ 220 кВ «МГеоЭС – Толмачевские ГЭС – ПС Авача» и установка 2-го АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА на ПС Авача.

Рассмотрены возможные варианты повышения надёжности схемы выдачи мощности Мутновской ГеоЭС, в том числе с сооружением второй, отходящей от Мутновской ГеоЭС ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Толмачевские ГЭС – ПС Авача. Технико-экономические характеристики вариантов, результаты электрических расчётов и расчётов эффективности сооружения электросетевых объектов, требуемых для осуществления этих вариантов, приведены ниже в Приложении 12.

Как отмечено выше, на Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 имеется резерв генерирующей мощности, который обеспечивает покрытие максимума нагрузки центрального энергоузла при отключении ВЛ 220 кВ МГеоЭС- Авача. В отчётном 2016 году максимум нагрузки центрального энергоузла составил 252 МВт, потребность с учётом резерва (80 МВт) – 332 МВт, располагаемая мощность Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 – 389 МВт.

Выполненные расчёты показали, что при сложившейся ситуации в ЦЭУ с избытком генерирующей мощности, которая сохраняется на рассматриваемую в настоящей работе перспективу до 2020 года, при решении проблем только Схемы выдачи мощности только Мутновских ГеоЭС при заданных стоимостных показателях - эффективность сооружения второй ВЛ 220 кВ для выдачи мощности Мутновских ГеоЭС, не обеспечивается.

Показатели эффективности сооружения второй ВЛ 220 кВ от МГеоЭС и второго АТ на ПС Авача будут уточнены на следующем этапе работы при определении дальнейшего развития энергоисточников центрального энергоузла, в том числе с учётом возможного ввода новых генерирующих мощностей Мутновского месторождения парогидротерм с размещением на Мутновских ГеоЭС резерва

мощности, с учётом положительного эффекта от решения проблем по Схеме выдачи мощности Толмачёвского каскада и ПС «Авача».

Не достаточно надёжна схема выдачи мощности Толмачевских ГЭС-1, ГЭС-2 и ГЭС-3, мощность которых выдаётся в центральном энергоузле (на ПС Елизово) по одноцепной ВЛ 110 кВ Толмачёвские ГЭС-1, 2, 3 – Апача – Развилка - Елизово (180 км).

При отключении одного из участков ВЛ 110 кВ Толмачёвские ГЭС – Апача (34,6 км), Апача – Развилка (49,7 км) или Развилка - Елизово (93,8 км) мощность Толмачёвских ГЭС –1,2,3 - «заперта».

Слабым звеном в схеме выдачи мощности Толмачёвских ГЭС является головной участок ВЛ 110 кВ Толмачёвская ГЭС-3 – Апача, который выполнен проводом АС-150, в то время как следующий участок ВЛ 110 кВ Апача – Развилка – Елизово, по которому выдаётся мощность ГЭС, выполнен в габаритах 220 кВ проводом АС-240.

На Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, как отмечено выше, имеется резерв генерирующей мощности, достаточный для обеспечения покрытия максимума нагрузки центрального энергоузла при отключении ВЛ 110 кВ, по которой выдаётся мощность Толмачёвских ГЭС-1,2,3.

Надёжность схемы выдачи мощности Толмачёвских ГЭС-1,2,3 может быть повышена при усилении схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС по варианту, предусматривающему сооружение ВЛ 220 кВ «МГеоЭС – Толмачевские ГЭС – ПС Апача» (с усилением на участке Толмачёвская ГЭС-3 – Апача), который, как указано выше, рассмотрен в Приложении 12.

Изолированные энергоузлы

Не достаточно надёжно внешнее электроснабжение Озерновского энергоузла поскольку генерирующая мощность данного энергоузла ($P_{\text{макс.}} = 7$ МВт) представлена Паужетской ГеоЭС (Руст./Расп.-12/6,4 МВт), расположенной в п. Паужетка, и резервной ДЭС (Руст.=1,57 МВт), установленной на площадке ПС Озерная в п. Озерновский.

Основные характерные особенности и «узкие места» Озерновского энергоузла, влияющие на состояние и режимы работы энергоузла:

- Паужетская геотермальная станция спроектирована и введена в эксплуатацию в 1966 году как опытный пилотный проект геотермальной энергетики с соответствующим периодом постройки основным и вспомогательным оборудованием и системами, которые на данный момент выработали свой технический ресурс.

- Паужетская ГеоЭС за 50-ти летний период эксплуатации в экстремальных климатических условиях дважды реконструировалась с изменением состава генерирующего оборудования, на текущий момент не отвечает основным требованиям по обеспечению надёжности энергоснабжения, устарела и имеет предельный износ большей части основных фондов.

- При установленной мощности генерирующего оборудования 12 МВт, располагаемая (пиковая) мощность составляет 6,4 МВт, в соответствии с фактическим паровым ресурсом.

- В связи с ограничениями по пару невозможен режим параллельной работы турбогенераторов, как наиболее безопасный по условиям прохождения нештатных ситуаций в энергосистеме.

- Неустойчивость режимов работы генерирующего оборудования при характерных для изолированных узлов резких изменений нагрузки и входных параметров рабочего тела (поставляемый паровой ресурс).

- Работа непроектных турбоагрегатов, с разными номинальными параметрами рабочего тела, длительное отсутствие работ по модернизации и реконструкции основного оборудования и систем электростанции.

- Не достаточно установленной мощности резервной ДЭС для покрытия потребности энергоузла в период сезонных максимумов нагрузки, при аварийном или ремонтном отключении ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерновская или при остановке Паужетской ГеоЭС.

- Исчерпан нормативный срок службы электросетевых объектов – ПС 35 кВ и ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерновская, по которым осуществляется электроснабжение потребителей энергоузла.

Для устранения «узкого места», связанного с дефицитом мощности резервной ДЭС в п. Озерновский, требуется увеличение мощности ДЭС с 1,57 МВт до 4,0 МВт, данное мероприятие включено в «Инвестиционную программу общества на 2017-2019 годы» (далее – Программа) по статье «реконструкция». Требующиеся инвестиции оцениваются в 118,136 млн. рублей, при этом Программой утверждено на период 88,602 млн. рублей, мероприятие планируется дофинансировать в 2020 году.

Кроме того, для поддержания в удовлетворительном состоянии действующих ПС и ВЛ 35 кВ энергоузла, требуется своевременно осуществлять их реконструкцию.

На сегодняшний момент финансирование на реконструкцию и развитие Озерновского энергоузла ограничено из-за дефицита финансовых средств. Предлагается рассмотреть вопрос о внесении в отпускной тариф инвестиционную составляющую, а полученные средства направить на развитие и модернизацию оборудования Паужетской ГеоЭС.

Не достаточно надёжно электроснабжение Манильского энергоузла, которое осуществляется от ДЭС-4 в с. Манилы по ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское.

Неудовлетворительное физическое состояние ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское, по которой питается с. Каменское, 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 %;

- 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 м.

Для повышения надёжности схемы внешнего электроснабжения Манильского энергоузла и устранения «узкого места» на ВЛ 35 кВ Манилы-Каменское необходима установка дополнительной анкерной опоры между опорами №№ 199-200 и дополнительных промежуточных опор.

В 2016 году АО «ЮЭСК» разработало проектно-сметную документацию по реконструкции ВЛ 35 кВ Манилы-Каменское. При этом на перспективу до 2020 года источники финансирования работ не определены.

Кроме того, в Манильском энергоузле возможно строительство мГЭС на р. Белой (по данным проектно-изыскательского института АО «Ленгидропроект»), эффективность которого будет рассмотрена на следующих этапах выполнения работы.

Не достаточно надежное электроснабжение следующих энергоузлов:

1. Олюторского энергоузла, электроснабжение которого осуществляется по электросетевым объектам 35 кВ, имеющим неудовлетворительное физическое состояние:

- срок эксплуатации ВЛ 35 кВ ДЭС-8 (Тилички) – Корф, ПС 35 кВ ДЭС-8 (Тилички) и Корф достиг нормируемого;

- часть опор ВЛ нуждается в срочном укреплении или замене, а часть - в переносе из перемыкаемых участков;

- требуется выравнивание опор возле комплексного распределительного устройства ПС Корф, которые имеют наклон более 30%;

2. Соболевского энергоузла, электроснабжение которого осуществляется по электросетевым объектам 35 кВ, требующим реконструкцию, поскольку ВЛ 35 кВ Соболево – Устьевое, проходящая вблизи Охотского моря, подвергается большим ветровым нагрузкам необходима её реконструкция с заменой алюминистрального провода на самонесущий изолированный провод.

4.9. Развитие электрической сети напряжением 35, 110 кВ и выше

Предложения по основным направлениям развития электрической сети напряжением 110 кВ (с учётом сети 35 кВ) центрального энергоузла Камчатского края в период 2017-2021 годов сформированы на основании расчётов электрических режимов, выполненных в настоящей работе для оптимистичного варианта электропотребления.

Развитие электрической сети 220 кВ не предусматривается ни в базовом ни в оптимистичном вариантах электропотребления в рассматриваемый период.

Карта-схема электрических сетей 35-220 кВ энергоузлов Камчатского края существующих и намечаемых к вводу до 2020 года приведена в Приложении 13.

Развитие электросетевых объектов напряжением 110 кВ (и 35 кВ) в центральном энергоузле на период 2017-2021 годов определяется решением следующих основных задач:

- повышение надежности функционирования энергосистемы;

- осуществление реконструкции и тех перевооружения устаревших, электросетевых объектов 110 кВ, состояние которых не отвечает современным нормативным требованиям по надёжности электроснабжения потребителей;

- обеспечение электроснабжения (присоединения к системе централизованного энергоснабжения) новых потребителей.

При составлении программы развития электрических сетей 110 кВ центрального энергоузла и 35 кВ изолированных энергоузлов учтены:

- Инвестиционная программа и перспективные планы развития ПАО «Камчатскэнерго» на 2017 –2021 годы (проект);

- Инвестиционные программы АО «ЮЭСК» на 2016-2018 годы и 2017-2021 годы (проект);

- Инвестиционная программа и перспективные планы развития АО «Геотерм» и ПАО «КамГЭК» на 2015 –2017 годы (проект);

- «Схема и программа развития электроэнергетики Камчатского края на 2013-2017 годы», утверждённая приказом Министерства ЖКХ и энергетики Камчатского края № 819 от 25.12.2012 года;

- предложения Регионального диспетчерского управления;

- предложения органов исполнительной власти Камчатского края;

- «Стратегия развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года», утвержденная распоряжением Правительства Камчатского края от 17.11.2010 № 561-РП.

Рекомендуемое развитие электрических сетей 110 кВ центрального энергоузла позволяет предотвратить ограничения нагрузок потребителей в послеаварийных режимах и устранить ряд «узких мест».

Реконструкция следующих электросетевых объектов позволяет повысить надёжность электроснабжения и устранить возможные ограничения нагрузки потребителей, требуемые без ввода этих объектов:

1. ПС 110/10 кВ КСИ - увеличение трансформаторной мощности с установкой 3-го трансформатора мощностью 40 МВА.

Срок эксплуатации 2-х трансформаторов, установленных на ПС КСИ (2x25 МВА), составляет 38 лет, загрузка одного трансформатора в послеаварийном режиме отключения другого (до установки 3-го трансформатора) превышает допустимую Правилами технической эксплуатации кратковременную загрузку трансформаторов (130 %) в зимний вечерний максимум к.д.з. 2014 года (без учёта выданных технических условий).

Установка 3-го трансформатора на ПС КСИ, которая по данным ПАО «Камчатскэнерго» была осуществлена в 2015 году, что обеспечивает возможность подключения к ПС новых потребителей и позволяет снять ограничения нагрузки в послеаварийных режимах отключения одного из трансформаторов на величину до 3-5,5 МВА в 2016-2020 годы.

2. Ввод новых центров питания (подстанций), требуется для электроснабжения новых потребителей и для предотвращения перегрузки трансформаторов, действующих ПС, в районах размещения этих потребителей в нормальных и послеаварийных режимах:

1. ВЛ 110 кВ для обеспечения электроснабжением ПС 110 кВ Чайка (2x16 МВА), ПС 110 кВ Богатыревка (2x25 МВА), ПС 110 кВ Стеллера (2x25 МВА), ввод которых предназначен для питания объектов Минобороны России.

Максимальная нагрузка подстанций Минобороны составляет 42,8 МВт, в том числе ПС Чайка – 10,8 МВт; ПС Богатыревка – 14,3 МВт; ПС Стеллера – 17,7 МВт.

Присоединение рассматриваемых ПС 110 кВ к сетям центрального энергоузла предусматривается следующими участками ВЛ 110 кВ:

- ПС Чайка - двумя одноцепными ВЛ 110 кВ от ПС Елизово до проектируемой ПС Чайка (37,6+37,6 км);

- ПС 110 кВ Богатыревка - двумя одноцепными ВЛ 110 кВ от ПС Чайка до проектируемой ПС Богатыревка (22,5+22,5 км) и ответвлением к существующей ВЛ 110 кВ Приморская-Крашенинникова (Л-124) (3,3 км);

- ПС 110 кВ Стеллера - двумя одноцепными ответвлениями от двух существующим ВЛ 110 кВ Приморская-Крашенинникова до проектируемой ПС Стеллера (1+1 км).

2. ПС 110/10 кВ Зеленовские озерки (2х40 МВА) с двумя ВЛ 110 кВ Авача-Зеленовские озерки (17+17 км) предназначена для электроснабжения объектов территории опережающего социально-экономического развития (далее - ТОСЭР) на площадке «Зеленовские озерки».

Место размещения ТОСЭР – Раздольненское сельское поселение Елизовского района (в 28 км от г. Петропавловска-Камчатского).

В составе ТОСЭР предусматривается строительство объектов туризма (ОАО гостиница Авача, Бальнеологический курорт «Зеленовские озерки»), сельского хозяйства (круглогодичные теплицы ООО «Зелёная ферма», ООО «Экзотика Трейдинг») и прочих объектов.

В проекте планировки территории туристско-рекреационного кластера «Зеленовские озерки» выполнены предварительные расчёты максимальной электрической нагрузки объектов ТОСЭР.

Величина суммарной максимальной нагрузки объектов ТОСЭР «Зеленовские озерки», покрытие которой должно обеспечиваться от центрального энергоузла, согласно приведённым в проекте расчётам, составляет от 28 МВт до 40 МВт.

Предварительно принят вариант с максимальной суммарной величиной нагрузки ТОСЭР 28 МВт со следующим распределением по годам:

Наименование объектов	Максимальная нагрузка, МВт			
	2017-2018 гг.	2019 г.	2020 г.	2021-2025 гг.
Туристический кластер				4,9
ООО «Зелёная ферма»	2	4	8	8,6
ООО «Экзотика Трейдинг»	-	-	-	10
Прочие	-	-	-	4,5
Всего	2	4	8	28

Перечень ближайших к ТОСЭР существующих сетевых объектов приведён ниже:

Наименование электросетевых объектов	Удалённость от ТОСЭР, км
ВЛ 110 кВ Елизово – Развилка	8
ПС 220/110 кВ Авача	17
ПС 110/35/10 кВ Елизово	25 ¹
ПС 35 кВ Раздольная	3,5
ВЛ 35 кВ Елизово – Коряки	8,5

¹ - расстояние до ПС 110 кВ Елизово приведено по предварительным камеральным проработкам трассы ВЛ 110 кВ (по «прямой» расстояние составляет ≈ 15 км).

Характеристика центров питания центрального энергоузла района размещения ТОСЭР приведена ниже:

Наименование	Год ввода	Мощность трансформаторов, шт.хМВА	Загрузка, МВт/МВА	
			к.д.з. 2014 г. макс., МВт/МВА	Допустимая ПТЭ, МВА ¹
ПС 220/110 кВ Авача	2002	1х63	48/49	82
ПС 110/35/10 кВ Елизово	1976	3х25	44/46	2х32,5
ПС 35/10 кВ Раздольная	1992	2х4	н/д	5,2

1 - допустимая перегрузка - 30% в послеаварийном режиме отключения одного из трансформаторов

Выполненные проработки показывают, что схема сети 35-220 кВ, сложившаяся в рассматриваемом районе, не позволяет обеспечить питание потребителей ТОСЭР с заявленной нагрузкой на напряжении 10 кВ от действующих подстанций центрального энергоузла по следующим причинам:

- от ПС Елизово и Авача - из-за удалённости, при которой не обеспечивается передача требуемой мощности на напряжении 10 кВ;
- от ПС 35 кВ Раздольная – из-за ограниченной пропускной способности сети 35 кВ и трансформаторов, установленных на подстанции.

Исходя из намечаемой максимальной нагрузки ТОСЭР Зеленовские озера и схемы сети, сложившейся в районе её размещения, электроснабжение ТОСЭР предлагается на напряжении 110 кВ от собственного центра питания - новой ПС 110/10 кВ «Зеленовские озера».

На ПС 110 кВ «Зеленовские озера» требуется установить два трансформатора мощностью по 40 МВА каждый, исходя из намечаемой максимальной нагрузки ТОСЭР.

Принято решение присоединения ПС 110 кВ «Зеленовские озера» к распределительному устройству 110 кВ ближайшей системной ПС 220/110/35/10 кВ Авача ВЛ 110 кВ.

3. ПС 35/10 кВ Туристический кластер (2х10 МВА) с двумя ВЛ 35 кВ предназначена для электроснабжения объектов территории опережающего социально-экономического развития – туристско-рекреационного кластера на площадке «Паратунка».

Место размещения ТОСЭР «Паратунка» – Паратунское сельское поселение Елизовского района, в состав которого входят посёлки Паратунка и Термальный.

В составе ТОСЭР предусматривается строительство следующих объектов:

- курорты ОАО ДЮЦО «Алые паруса» и ООО «Тулуач»;
- гостиничный комплекс ООО «Зелёная линия»;
- аквапарк на спортивной базе «Лесная» ИП Ветчинова и прочие объекты.

Максимальная электрическая нагрузка объектов ТОСЭР «Паратунка», покрытие которой должно обеспечиваться от энергоисточников центрального энергоузла, определена предварительно (по имеющимся на сегодня данным) с разбивкой по годам:

Наименование	Максимальная нагрузка, МВт			
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Объекты ТОСЭР, всего	0,5	3,5	5	7
в т.ч.: - ООО «Тулуач»	-	0,88	0,9	0,9
- ООО «Зелёная линия»		1,7	2	4
- ОАО «Алые паруса» и ИП Ветчинова	0,5	0,92	2,1	2.1

Перечень ближайших к ТОСЭР существующих сетевых объектов приведён ниже:

Наименование электросетевых объектов	Удалённость от ТОСЭР, км
ВЛ 220 кВ Авача - Мутновская ГеоЭС	2
2-е ВЛ 110 кВ Елизово – Советская № 1,2 с отв. на ПС Сосновка	5
ВЛ 35 кВ Елизово – Бугры – Паратунка	менее 1
ПС 220/110 кВ Авача	25
ПС 110/35/6 кВ Приморская	10
ПС 35 кВ Паратунка	менее 1

Характеристика ВЛ, проходящих в районе размещения ТОСЭР, приведена ниже:

Наименование ВЛ	Год ввода	Марка провода, длина, км	Загрузка, МВт		
			к.д.з. 2014 г. вечерний максимум	Длительно допустимая по нагреву при температуре:	
				+25 ⁰ С	-0 ⁰ С
ВЛ 220 кВ Авача -МГеоЭС	1988	АС-240, 80	48,5	218	270
ВЛ 110 кВ Елизово – Советская № 1, 2	1979	АС-150, 30	7,8	81	100
		АС-150, 29	16	81	100
ВЛ 35 кВ Елизово – Паратунка	1971	АС-95, 28,2	н/д	19	23,5

Выполненные проработки показали, что схема сети 35-220 кВ, сложившаяся в рассматриваемом районе, не позволяет обеспечить питание потребителей ТОСЭР с заявленной нагрузкой от ближайших центров питания центрального энергоузла на напряжении 10 (или 6) кВ:

- от ПС Авача и Приморская - из-за удалённости, при которой не обеспечивается передача требуемой мощности на напряжении 10 или 6 кВ;
- от ПС 35 кВ Паратунка – из-за ограниченной пропускной способности трансформаторов, установленных на подстанции.

Исходя из намечаемой максимальной нагрузки рассматриваемых объектов ТОСЭР Паратунка и схемы сети 35-220 кВ, сложившейся в районе её размещения, электроснабжение ТОСЭР предлагается на напряжении 35 кВ от собственного центра питания – новой ПС 35/10 кВ «Туристический кластер».

На ПС 35 кВ «Туристический кластер» требуется установить два трансформатора мощностью по 10 МВА каждый, исходя из намечаемой максимальной нагрузки ТОСЭР.

Согласно техническим условиям, выданным ПАО «Камчатскэнерго», присоединение ПС 35 кВ Туристический кластер предлагается отпайками от двух ближайших ВЛ 35 кВ Бизон – Паратунка и Паратунка – туристско-рекреационный кластер.

Для окончательного выбора параметров схемы внешнего электроснабжения ТОСЭР «Зеленовские озёрки» необходимо выполнить более детальные проектные проработки после уточнения всех исходных данных, в том числе максимальной

электрической нагрузки объектов» с учетом полученного положительного заключения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий (техническая часть от 14.03.2017).

По данным Министерства экономического развития и торговли Камчатского края на территории п. Термальный, которая прилегает к ТОСЭР Паратунка, планируется восстановление тепличного хозяйства. По этому объекту выполнен инвестиционный проект, предусматривающий использование тепловой энергии Верхне-Паратунского месторождения термальных вод. Ввод тепличного хозяйства в п. Термальный с предварительно заявленной максимальной электрической нагрузкой 40 МВт возможен за 2020 годом.

Предлагается создание нового центра питания ПС 35/10 «Верхняя Паратунка» с целью обеспечения электроснабжением создаваемой системы теплоснабжения от Верхне-Паратунского месторождения термальных вод. Планируется осуществить строительство ПС 35/10 с трансформаторной мощностью 2 x 6,3 МВА, строительство двух питающих ЛЭП 35 кВ от ПС 35/10 «ТПК» в габаритах 110 кВ (L стр.=14 км), реконструкцию ПС 35/10 «ТПК». Ориентировочный срок ввода объектов потребления 2019-2020 годы.

4. ПС 110/6 кВ Тундровая (2x16 МВА) с подключением ответвлениями к двум ВЛ 110 кВ Камчатской ТЭЦ-2 – КСИ (участок между Камчатской ТЭЦ-2 и отп. на ПС 110 кВ Северная) рекомендовалась для электроснабжения объектов жилищного строительства и сферы обслуживания, а также для промышленного парка «Дальний», создание которого намечается на территории Петропавловска-Камчатского для организации новых и совершенствования действующих промышленных производств.

Исходя из замедления темпов финансирования и реализации проектов, заявленных на территории промышленного парка «Дальний», срок ввода его центра питания – ПС 110 кВ Тундровая перенесён за 2020 год.

5. Три ПС 35 кВ с ВЛ 35 кВ:

- ПС «28 км» (рабочее название) - для электроснабжения объектов ООО «Мильковское» (молочно-товарной фермы в Мильковском районе (сельхоз. угодья));
- ПС «64 км» (рабочее название) - для электроснабжения объектов ЗАО «Агротек-холдинг» (свинокомплекса в районе п. Лесной);
- ПС Морозная – для электроснабжения горнолыжной базы «Морозная» в районе Елизово.

Возможные варианты ликвидации «узкого места», связанного с недостаточной надёжностью схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС рассмотрены ниже в Приложении 12. Исходя из результатов выполненных проработок выявлен наиболее оптимальный (по объёму электросетевого строительства и капиталовложениям) вариант усиления схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС - с вводом 2-ой ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача и 2-го АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА на ПС Авача. При расширении генерирующей мощности Мутновских ГеоЭС до 112 МВт (ввод МГеоЭС-2 – 50 МВт) в этом варианте дополнительно потребуется на ПС Авача установить 3-й АТ-63 МВА.

Результаты экономических расчётов показали, что при сложившейся ситуации в центральном энергоузле с избытком генерирующей мощности, которая сохраняется на рассматриваемую перспективу до 2020 года, и при заданных стоимостных показателях

эффективность сооружения второй ВЛ 220 кВ для выдачи мощности Мутновских ГеоЭС не обеспечивается.

В Приложении 14 «Календарный график реализации перспективных проектов по переводу энергетики Камчатского края на возобновляемые источники энергии, ВИЭ, до 2030 года» приведены предложения АО «Геотерм» по срокам ввода, этапам реализации и возможным источникам финансирования «ВЛ 220 кВ Мутновские ГеоЭС – центральный энергетический узел Камчатского края», а также «Строительства Мутновской ГеоЭС-2 50 МВт» и «Комплексной модернизации Озерновского энергоузла».

Изолированные энергоузлы

Развитие электрических сетей 35 кВ в изолированных энергоузлах определяется необходимостью повышения надёжности электроснабжения потребителей путём реконструкции устаревших ВЛ и ПС 35 кВ, состояние которых не отвечает современным нормативным требованиям надёжности.

Реконструкция следующих электросетевых объектов позволит повысить надёжность электроснабжения и устранить возможные ограничения нагрузки потребителей в изолированных энергоузлах:

1. В Манильском энергоузле требуется выполнить реконструкцию ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское с заменой загнивающих опор, установкой дополнительной анкерной опоры между опорами №№ 199-200 и дополнительных промежуточных опор.

Осуществление этих мероприятий позволяет предотвратить аварийные отключения ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское, связанные с её неудовлетворительным состоянием, и снять ограничения нагрузки с Каменское на величину до 0,615 МВт в период 2019-2020 годов на время включения резервной ДЭС-9 в п. Каменское.

2. В Озерновском энергоузле требуется осуществить:

- реконструкцию действующих ВЛ 35 кВ Паужетская ГеоЭС – Озерновская (27 км) и ПС 35 кВ Ферма (2х6,3), Ключи (1х1), Озерновская (1х0,16) с частичной заменой ВЛ 35 кВ и трансформаторов, которые исчерпали нормативный срок эксплуатации и имеют неудовлетворительное физическое состояние;

- увеличение мощности резервной ДЭС в п. Озерновский с 1,57 МВт до 4,0 МВт для устранения острого дефицита резервной дизельной мощности.

Осуществление этих мероприятий позволит предотвратить аварийные отключения потребителей энергоузла и снять ограничения нагрузок на величину до 5,5 МВт в 2020 года.

3. В Олюторском энергоузле требуется выполнить:

- реконструкцию ВЛ 35 кВ ДЭС-8 (Тилички) – Корф, которая предусматривает замену и укрепление части опор, перенос части опор из перемыкаемых участков, а также выравнивание опор возле комплексного распределительного устройства ПС Корф, имеющих наклон более 30%.

Осуществление этих мероприятий позволит значительно сократить аварийные отключения ВЛ 35 кВ ДЭС-8 (Тилички) – Корф.

4. В Соболевском энергоузле требуется выполнить:

- реконструкцию ВЛ 35 кВ Соболево – Устьевое (17,3 км) с заменой алюминиевого провода на самонесущий изолированный провод, так как ВЛ проходит вблизи Охотского моря и подвергается большим ветровым нагрузкам, которые приводят к аварийным отключениям ВЛ.

Осуществление этих мероприятий позволит значительно сократить аварийные отключения ВЛ 35 кВ Соболево – Устьевое.

Перечень, параметры, сроки ввода, стоимость и назначение электросетевых объектов напряжением 35-110 кВ, рекомендуемых к вводу и реконструкции на территории Камчатского края в рассматриваемый период до 2020 года, в том числе для устранения «узких мест», приведён ниже в таблице 38.

5. При принятии решения о строительстве мГЭС на р. Кававля и строительстве схемы выдачи мощности данной мГЭС до п. Ключи, необходимо будет:

- реконструировать существующие линии мГЭС-4 – 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.

Вывод из эксплуатации электросетевых объектов 35-110 кВ в период 2017-2021 годов не предусматривается.

Таблица 38

Перечень новых и расширяемых электросетевых объектов 35-110 кВ
на территории Камчатского края на 2018-2022 годы

№	Наименование объекта	Класс напряжения	Год начала и окончания строительства	Протяженность ВЛ, км, мощность АТ, Т, шт. x МВА	Принадлежность к компании	Обоснование необходимости строительства	Стоимость строительства, млн. руб. без НДС
ПАО «Камчатскэнерго»							
Новое строительство 110 кВ							
1	Строительство ВЛ 110 кВ для обеспечения электроснабжением ПС 110/6 "Чайка", ПС 110/6 "Богатыревка", ПС 110/6 "Стеллера"	110	2018-2019	121,43 км	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Центрального энергоузла Камчатского края планируемых к строительству центров питания объектов Министерства обороны РФ	1 673,01
2	Строительство ПС 110/6 кВ "Тундровая" с заходами ВЛ-110 кВ	110	2018-2020	2*16 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Центрального энергоузла Камчатского края объектов площадки "Промпарк Дальний"	342,14
2.1	Строительство КЛЭП 6 кВ длиной 4,17 км от ПС 110/6 кВ «Тундровая» КТП 6/0,4 кВ – 1 шт. на 14 ячеек, 4КТП 6/0,4 кВ мощностью 16,4 МВА (КТП-2х1,6 МВА, 6/0,4 кВ-2 шт., КТП-2х2,5 МВА, 6/0,4 кВ-2 шт.)	6	2019-2020	4,17 км, 16,4МВА			96,61
Всего по объектам нового строительства 110 кВ							

№	Наименование объекта	Класс напряжения	Год начала и окончания строительства	Протяженность ВЛ, км, мощность АТ, Т, шт. х МВА	Принадлежность к компании	Обоснование необходимости строительства	Стоимость строительства, млн. руб. без НДС
Реконструкция 110 кВ							
1	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Новая	110	2019	2*16 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Центрального энергоузла Камчатского края площадки инвестиционного проекта: «Организация Свинокомплекса на 550 продуктивных свиноматок в Камчатском крае»	213,55
Всего по объектам реконструкции 110 кВ							
Новое строительство 35 кВ							
1	Сооружение «ПС 35/10 кВ «Туристический кластер», «ВЛ-35 кВ», «7 КТПН 10/0,4 кВ», «КЛ-10 кВ»	35	2016 - 2019	5,66 км 35,52 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Центрального энергоузла Камчатского края объектов площадки «Паратунка» ТЭСЭР "Камчатка"	325,63
2	Строительство ПС-35/10 кВ, ВЛ-35 кВ для обеспечения электроснабжением площадки строительства «Верхнепаратунское месторождение термальных вод». Строительство трех 2КТП, ЛЭП 10 кВ и ЛЭП 0,4 кВ для питания электроэнергией насосных установок на скважинах ГК-22, Э-1 и Э-2.	35	2018 - 2020	32,7 км 3,08 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Центрального энергоузла Камчатского края объектов планируемой к строительству системы теплоснабжения площадки «Паратунка» ТЭСЭР "Камчатка"	588,39
Всего по объектам нового строительства 35 кВ							

№	Наименование объекта	Класс напряжения	Год начала и окончания строительства	Протяженность ВЛ, км, мощность АТ, Т, шт. х МВА	Принадлежность к компании	Обоснование необходимости строительства	Стоимость строительства, млн. руб. без НДС
Реконструкция 35 кВ							
1	Реконструкция открытого распределительного устройства 35 кВ на подстанции 35/6 кВ "Октябрьская" (с заменой коммутационных аппаратов 35 Т-1 и Т-2)	35	2017-2019	6,3 МВА	ПАО «Камчатскэнерго»	Обеспечение технологического присоединения к электрическим сетям Центрального энергоузла Камчатского края объекта "Распределительные сети Октябрьского РЭС"	43,26

Продолжение таблицы 38

№	Наименование объекта	Класс напряжения	Год начала и окончания строительства	Протяженность ВЛ, км, мощность АТ, Т, шт. х МВА	Принадлежность к компании	Обоснование необходимости строительства	Стоимость строительства, млн. руб (цены I квартала 2016 г без НДС)
АО «ЮЭСК»							
Реконструируемые 35 кВ							
1	ВЛ 35 кВ Манилы – Каменское	35	2019-2020	ВЛ - 46 км	АО «ЮЭСК»	Снижение вероятности аварийного отключения ВЛ и повышение надёжности питания потребителей ПС 35 кВ Каменское В 2016 г. выполнена ПСД на реконструкцию объекта.	230
2	ВЛ 35 кВ Тилички – Корф ¹	35	2020	ВЛ - 24,21 км	-	Снижение вероятности аварийного отключения ВЛ и повышение надёжности электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Корф	2.2
3	ВЛ 35 кВ Соболево – Устьевое (замена аллюминистрального провода на самонесущий изолированный провод)	35	2020	ВЛ - 17,3 км	АО «ЮЭСК»	Снижение вероятности аварийного отключения ВЛ и повышение надёжности электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Устьевое	139.4
Всего по объектам реконструкции 35 кВ							371,6

1 - линия находится в собственности у администрации муниципального образования.

4.10. Сводные данные по развитию электрической сети

Суммарные вводы электросетевых объектов – ЛЭП (протяжённость, км) и ПС (трансформаторная мощность, МВА), новое строительство и реконструкцию которых намечается выполнить в энергоузлах Камчатского края в период 2019 – 2023 годов., по классам напряжения 35-110 кВ приведены ниже:

Класс напряжения, кВ	Протяжённость ВЛ, км			Трансформаторная мощность ПС, МВА		
	Всего	в том числе:		Всего	в том числе:	
		новое строительство	реконструкция ¹		новое строительство	реконструкция
Центральный энергоузел						
110	139,34	139,34	-	144	144	-
35	38,36	38,36	-	44,9	38,6	6,3
Изолированные энергоузлы «ЮЭСК»						
35	87,81	-	87,81	0,4	-	0,4
Всего центральный энергоузел и изолированные энергоузлы						
110	139,34	139,34	-	144	144	-
35	126,17	38,36	87,81	45,3	38,6	6,7

¹ – приведена полная протяжённость по трассе, реконструируемой ВЛ, по факту будет выполняться частичная замена опор и провода ВЛ по результатам обследования.

4.11. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе

Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на перспективу до 2021 года определена, исходя из прогнозируемых объемов выработки электрической и тепловой энергии с учетом удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию, существующих планов перевода объектов генерации на другие виды топлива, а также с учетом демонтажа и ввода генерирующего оборудования в период 2017-2021 годов.

Потребность электростанций и котельных Камчатского края в топливе на период 2019-2023 годов приведена в таблице 40. Расчет потребности в топливе электростанций и котельных Камчатского края на период 2019-2023 годов приведен в Приложении 15.

Таблица 40

Потребность электростанций и котельных Камчатского края в топливе на период 2019-2023 годы

Год	Газ		Мазут		Диз.топливо		Уголь		Прочее		Итого	
	тыс. т у.т	%	тыс. т у.т	%	тыс. т у.т	%	тыс. т у.т	%	тыс. т у.т	%	тыс. т у.т	%
2018	473,5	49,0	140,9	14,6	80,5	8,32	252,2	26,08	19,9	2,06	967,0	100,0
2019	466,6	47,5	154,1	15,7	81,9	8,34	258,4	26,32	20,8	2,12	981,9	100,0
2020	432,0	43,9	189,5	19,2	82,7	8,40	259,5	26,35	21,1	2,14	984,8	100,0
2021	447,7	45,3	183,1	18,5	83,5	8,44	253,6	25,64	21,4	2,16	989,2	100,0
2022	482,7	48,5	154,7	15,6	84,4	8,49	251,3	25,25	21,8	2,20	994,9	100,0
2023	458,9	46,0	178,9	17,9	85,3	8,55	253,1	25,35	22,2	2,22	998,4	100,0

В результате перевода в 2010-2012 годах Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 на газ доминирующим видом топлива становится природный газ (в 2018 году – 49 % от всего объема, потребленного электростанциями и котельными топлива).

Согласно прогноза ПАО «Газпром» с 2019 года доля газа будет снижаться до 140 млн. м³ к 2030 г., в связи с чем сокращено количество перспективных объектов, переводимых на газовое топливо. Перечень перспективных объектов, переводимых на газовое топливо с учетом потребления газа на уровне 420 млн. м³ приведен в Приложении 7, причем в случае не увеличения ресурсной базы перечень объектов потребления будет скорректирован.

Причем объемы снижения потребления природного газа условно отнесены на один из объектов ПАО «Камчатскэнерго» (КТЭЦ-1), фактически решение о распределении по объектам будет принимать РДУ ПАО «Камчатскэнерго» в каждом отдельном случае опираясь на фактические режимы работы объектов.

В связи с изменившимися условиями по поставкам природного газа, по Решению Протокола от 16 января 2015 года – требуется корректировка планов газификации Камчатского края и актуализация Стратегии развития энергетики Камчатского края до 2025 года в части переноса акцентов на развитие проектов с использованием возобновляемых источников энергии: на гидроэнергию р. Жупанова в производстве электричества и геотермальную энергию Мутновского и Авачинской группы вулканов – в производстве тепла для теплоснабжения на отдаленную перспективу.

4.12. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований в Камчатском крае

Из трёх городских округов Камчатского края, имеющих численность населения более 10 тыс. чел. (Петропавловск-Камчатский, Елизово, Вилучинск) - выполнены актуализированные схемы теплоснабжения, в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от

22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

В остальных 54 поселениях с численностью населения менее 10 тыс. чел. используется индивидуальное теплоснабжение потребителей, что свидетельствует о необязательности соответствия схем теплоснабжения, предусмотренных документами территориального планирования (генеральными планами) и вышеуказанному постановлению Правительства Российской Федерации.

Генеральный план Петропавловск-Камчатского городского округа утвержден решением Городской Думы Петропавловск-Камчатского городского округа от 23.12.2009 № 697-р «О корректировке генерального плана Петропавловск-Камчатского городского округа и утверждении его в новой редакции».

Генеральный план Елизовского городского поселения утвержден решением Собрании депутатов Елизовского городского поселения от 16.11.2010 № 1033 (с изменениями, внесенными решением Собрании депутатов Елизовского городского поселения от 28.06.2011 № 9).

Генеральный план, ЗАТО г. Вилючинск утвержден в 2010 году. «Схема теплоснабжения Вилючинского городского округа закрытого административно-территориального образования города Вилючинска Камчатского края на период с 2012 до 2027 года», выполненная в 2012 году, и утвержденная постановлением главы администрации городского округа от 20.02.2013 № 255 ежегодно актуализируется. Последняя актуальная редакция утверждена постановлением главы Вилючинского городского округа от 18.03.2015 № 333.

«Схема теплоснабжения в рамках программы комплексного развития Петропавловска-Камчатского» выполнена и утверждена в 2010 году.

Строительство новой газовой котельной каркасного типа на площадке действующей котельной № 1 в Петропавловске-Камчатском выполнено в рамках реализации проекта по газификации и газоснабжению Камчатского края. В проекте применены современные котлы общей тепловой мощностью 35 МВт, использующие в качестве основного топлива природный газ, резервное топливо – мазут. В результате ввода нового объекта в 2014 году повышена надежность теплоснабжения, улучшена экологическая обстановка в густонаселенных микрорайонах Петропавловска-Камчатского, снизились затраты на топливо за счет уменьшения удельных расходов и уменьшения стоимости топлива.

В 2015 году выполнена «Схема теплоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа до 2030 года», утвержденная постановлением администрации Петропавловск-Камчатского городского округа от 05.02.2016 № 132, в которой основная концепция развития теплоснабжения определена как:

- оптимизация режимов работы оборудования Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 за счёт создания переемычки между тепловыми сетями ТЭЦ для совместной работы двух ТЭЦ;

- расширение централизованного теплоснабжения от Камчатских ТЭЦ ПАО «Камчатскэнерго» с выводом из работы малоэкономичных котельных;

- строительство новых и техническое перевооружение существующих котельных.

В соответствии со Схемой теплоснабжения Петропавловска-Камчатского предлагается следующие основные мероприятия:

1. укрупнение зоны действия газовой котельной ПАО «Камчатскэнерго» № 1 «1км», с увеличением тепловой мощности, за счет переключения на нее потребителей от 5-ти котельных «108 квартал», «Чубарова», «Психдиспансер», «КГТУ», «Моховая»;

2. переключение на Камчатскую ТЭЦ-1 потребителей трех котельных ПАО «Камчатскэнерго» № 7, 32, 34;

3. переключение на Камчатскую ТЭЦ-2 потребителей шести котельных ПАО «Камчатскэнерго» №№ 40, 44, 45, 50, 62 и двух котельных ООО «Русский двор» № 1 и 2;

4. укрупнение зоны действия новой угольной котельной в районе п. Дальний за счет переключения на нее потребителей котельной № 56 ПАО «Камчатскэнерго».

Для обеспечения перспективной тепловой нагрузки в отдаленных территориях Петропавловска-Камчатского от существующих зон действия теплоисточников округа предлагается строительство двух новых автоматизированных угольных котельных с установленной тепловой мощностью:

1. 5 Гкал*ч для теплоснабжения перспективной застройки п. Дальний и существующей застройки с/х Петропавловский;

2. 1,5 Гкал*ч для теплоснабжения перспективной застройки в Восточном планировочном районе города.

Централизованная схема теплоснабжения вписывается в схему геотермального теплоснабжения Петропавловска-Камчатского, при реализации программы поиска геотермальных ресурсов для целей теплоснабжения.

В работе «Теплоснабжение Елизовского РМО на основе Верхне-Паратунских геотермальных ресурсов» (2004 год), было рассмотрено два варианта системы теплоснабжения потребителей от термальных ресурсов.

В 2014 году выполнена «Перспективная схема теплоснабжения Елизовского городского поселения на 2014-2029 годы».

Принято постановление администрации Елизовского городского поселения от 02.06.2015 № 395-П об утверждении «Схемы теплоснабжения Елизовского городского поселения и присвоения статуса единой теплоснабжения организации ОАО «Камчатскэнерго» на территории Елизовского городского поселения на период до 31.12.2016 г.».

Разработка схемы теплоснабжения города отражает следующие основные направления развития:

- определение базовых теплоисточников централизованного теплоснабжения, наиболее экономичных с учетом экологической ситуации в районе расположения теплоисточник (котельные № 2, 4, 6, 7, 16, 18, 20, 27, «Аэропорт»);

- ликвидация неэффективных котельных (№ 1, 3, 8, 9, 10, 13, 15, 17, 19, 21, 24, 25, 26, 28);

- перевод котельных на современные технологии сжигания топлива с жидкого топлива (мазут) на природный газ (котельные № 2, 4);

- максимальная загрузка базовых котельных с организацией дополнительных выходов для объединения с сетями ликвидируемых котельных,

- для теплоснабжения территорий перспективной застройки микрорайонов (Садовый, Пограничный, Солнечный, Промышленный), необходимо строительство новых котельных (№ 32, 33, 34, 35),

- реконструкция котельных и тепловых сетей, строительство новых тепловых сетей.

В связи со снижением добычи природного газа до уровня 420 млн. м³/год и до 140 млн. м³ в год к 2030 году, утвержденная схема нуждается в существенной корректировке.

«Схема теплоснабжения Вилючинского городского округа закрытого административно-территориального образования города Вилючинска Камчатского края на период с 2012 до 2027 года» выполнена в 2012 году. Принято постановление администрации Вилючинского городского округа от 18.03.2015 № 333 «Об утверждении актуализации схемы теплоснабжения Вилючинского городского округа на период до 31.12.2016».

В схеме определены следующие выводы.

При базовой стоимости природного газа округа 4500 руб./м³ с точки зрения эффективности инвестиций и тарифных последствий более предпочтительным является развитие систем теплоснабжения в соответствии с вариантом на базе реконструкции существующих и возможного строительства новых котельных.

При базовой цене природного газа более 7400 руб./м³ наиболее предпочтительным является вариант развития систем теплоснабжения на основе строительства атомной станции малой мощности - АСММ. При этом при последующей актуализации документа эти выводы не корректировались, несмотря на то, что ИОГВ Камчатского края была проведена работа о нецелесообразности установки ПАТЭС в г. Вилючинск (в результате чего ПАТЭС была перенаправлена в г. Певек Чукотского АО)

Учитывая также существующие ограничения поставки природного газа утвержденная, схема нуждается в существенной корректировке при которой необходимо учесть возможность перевода теплоснабжения на геотермальное

тепло от Мутновского и Авачинского вулканов, которое по себестоимости ниже производимого сейчас на газе или другом виде топлива.

Решение о выборе того или иного варианта развития систем теплоснабжения с точки зрения эффективности инвестиций и тарифных последствий необходимо принять в рамках актуализации схемы теплоснабжения.

В 2015 году разработана «Схема теплоснабжения муниципального образования Озерновское городское поселение Усть-Большерецкого района до 2030 г.», в которой исходя из анализа системы теплоснабжения, расчётов капитальных вложений, эффективности инвестиций, тарифа, самым оптимальным выбран вариант развития теплоснабжения – модульные электрокотельные типа МЭК на 2-4 дома. Следует отметить, что изолированный Озерновский энергоузел на перспективу до 2020 года самобалансируется по мощности. Рекомендации Схемы теплоснабжения могут быть использованы в перспективе при наличии избытка генерирующей мощности в энергоузле с расширением ДЭС и увеличением располагаемой мощности Паужетской ГеоЭС.

В 2014 году выполнены «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Новоавачинского сельского поселения на 2014-2028 годы» и «Схема теплоснабжения Корякского сельского поселения», в которых предлагается строительство новых и реконструкция существующих котельных.

Разработаны и утверждены схемы теплоснабжения сельских поселений: Мильковское, Раздольненское, Николаевское, Новолесновское, Пионерское.

4.13. Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения крупных муниципальных образований Камчатского края

Петропавловск-Камчатский

Администрацией Петропавловск-Камчатского городского округа и Правительством Камчатского края разработаны и утверждены следующие документы, включающие планы и мероприятия по модернизации системы централизованного теплоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа:

- Программа комплексного развития коммунальной инфраструктуры Петропавловск-Камчатского городского округа на 2010-2025 годы (утверждена решением Городской Думы Петропавловск-Камчатского городского округа от 15.02.2010 № 961-р);

- План мероприятий Петропавловск-Камчатского городского округа по энергосбережению и повышению энергетической эффективности (утвержден постановлением администрации Петропавловск-Камчатского городского округа от 15.06.2010 № 1849);

- Схема теплоснабжения Петропавловска-Камчатского на период до 2015 года;

- Стратегия развития жилищно-коммунального хозяйства Камчатского края на период до 2025 года (утверждена распоряжением Правительства Камчатского края от 28.09.2011 № 461-РП);

- Стратегия развития энергетики Камчатского края до 2025 года (утверждена распоряжением Правительства Камчатского края от 17.11.2010 № 561-РП);

Постановлением администрации Петропавловск-Камчатского городского округа от 05.02.2016 № 132 утверждена «Схема теплоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа до 2030 г.», в которой отражены мероприятия по реконструкции и модернизации тепловых сетей (раздел 4.12).

Определяющими проектами в этой области являются:

– новое строительство и реконструкция котельных с переводом на сжигание природного газа;

– надежность теплоснабжения;

– техническое перевооружение Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2;

– расширение зоны действия Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2;

– строительство теплопровода связки между ТМ-3 и ТМ-2;

– головной участок ТМ-3;

– реконструкция тепловых сетей;

– сейсмоустойчивость и другие мероприятия, отражённые в данном разделе.

В 2015 году в рамках Государственного задания Краевого государственного бюджетного учреждения «Региональный центр развития энергетики и энергосбережения» завершена научно-исследовательская работа по исследованиям теплового поля Авачинской группы вулканов в целях теплоснабжения Петропавловска-Камчатского и Елизово.

Данный проект вошел в федеральную программу геологоразведочных работ на 2015-2016 годы как: «Оценка теплоэнергетического потенциала Авачинской геотермальной площади (Камчатский край)», Заказчик Дальнедр, подрядчик АО «Росгеология», Государственный контракт от 04 августа 2016 г. № 4/2016. Начало работ III квартал 2016 г., окончание IV квартал 2018 г. Так в 2016 году выполнены следующие работы: Составлена проектно-сметная документация; Полевые работы проведены согласно геологическому заданию и календарному плану на 2016 год.

Результаты работ следующие: В соответствии с «Правилами подготовки проектной документации...», утвержденными приказом Минприроды России от 14.06.2016 № 352, составлена, проведена экспертиза и утверждена проектно-сметная документация. По результатам проведённых исследований (магнитотеллурического зондирования, глубинного магнитотеллурического зондирования, гидрогеологических исследований с гидрохимическим и газогидрохимическим опробованием водопунктов и т.д.), изученная площадь будет обеспечена информацией, достаточной для составления различных

специализированных гидрогеологических карт и разрезов, отражающих особенности геологического строения, геоморфологических, гидрогеологических и геотермических условий в масштабе 1:100000. Проведена первичная камеральная обработка полученных данных. Их итогом явились предварительно оформленные полевые материалы: предварительная гидрогеологическая карта, каталог водопунктов, карта фактического материала, фотодокументация хода маршрутов, что значительно ускорит получение окончательных результатов работ.

В 2018 году выполнялись режимные наблюдения за состоянием подземных вод в гидрогеологических скважинах №№ 1, 2, 3, пробуренных в 2017 году, комплексная интерпретация геолого-геофизических данных, в результате которой построены геолого-геофизические модели вдоль 10 интерпретационных профилей, карта сопоставления результатов интерпретации гравиметрических материалов с результатами электроразведочных работ (МТЗ), создана модель глубинного геологического строения исследуемой территории в виде 3D-геоэлектрических моделей, уточняющих положение периферического очага. На основе полученных данных обосновано выделение трех мест под заложение параметрической скважины.

Вместе с тем отмечается, что геологические задачи, предусмотренные контрактом к выполнению в 2018 году выполнены не полностью, в связи с чем их нельзя считать завершенными. В соответствии с п. 12.1. государственного контракта от 04.08.2016 №4/2016 работы должны быть продолжены подрядчиком до полного исполнения им своих обязательств. Срок завершения составления окончательного отчета и представления его на государственную экспертизу в Камчатнедра установлен до 01.06. 2019.

Елизово

Администрацией города разработана и утверждена муниципальная целевая программа «Модернизация жилищно-коммунального комплекса и инженерной инфраструктуры в Елизовском городском поселении в 2012 году» (утверждена постановлением администрации Елизовского городского поселения от 09.12.2011 № 504-п).

В 2014 году выполнена «Перспективная схема теплоснабжения Елизовского городского поселения на 2014-2029 гг.», в которой предлагается реконструкция котельных города с переводом их на газ и другие мероприятия, отражённые в разделе 4.12.

Ввиду небольших уровней нагрузок во всех других муниципальных образованиях в Камчатском крае, строительство парогазовой установки ПГУ-ТЭЦ в них технически и экономически нецелесообразно.

Вилючинск

Администрацией городского округа разработаны и утверждены следующие документы, включающие планы и мероприятия по модернизации системы централизованного теплоснабжения округа:

– муниципальная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Вилючинском городском округе ЗАТО г. Вилючинска Камчатского края в 2011-2015 годы и перспективе до 2019 года» (утверждена постановлением главы Вилючинского городского округа от 27.09.2011 № 1397);

– муниципальная целевая программа «Установка коллективных (общедомовых) приборов учета на отпуск коммунальных ресурсов в многоквартирных домах в Вилючинском городском округе на 2010-2012 годы» (утверждена Постановлением главы Вилючинского городского округа от 10.11.2010 № 1697).

«Схема теплоснабжения Вилючинского городского округа закрытого административно-территориального образования города Вилючинска Камчатского края на период с 2012 до 2027 года», выполненная в 2012 году, и утвержденная постановлением главы администрации городского округа от 20.02.2013 № 255 ежегодно актуализируется. Последняя актуальная редакция утверждена постановлением главы Вилючинского городского округа от 18.03.2015 № 333.

Мильковский район

Администрацией района разработана и утверждена соответствующая программа, включающая планы и мероприятия по модернизации системы централизованного теплоснабжения района:

- «Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры Мильковского сельского поселения Мильковского муниципального района Камчатского края до 2025 года» утверждена решением Собранием депутатов Мильковского сельского поселения от 03.08.2016 № 84;

- «Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры Мильковского сельского поселения Атласовского муниципального района Камчатского края до 2025 года» утверждена решением Собранием депутатов Атласовского сельского поселения от 27.12.2016 № 67;

Тигильский район

Администрацией района разработаны и утверждены следующие документы, включающие планы и мероприятия по модернизации системы централизованного теплоснабжения района:

- районная целевая программа «Установка коллективных (общедомовых) приборов учета на отпуск коммунальных ресурсов в многоквартирных домах в

Тигильском муниципальном районе на 2012 год» (утверждена постановлением администрации муниципального района от 03.02.2012 № 31);

- программа комплексного социально-экономического развития Тигильского муниципального района на период до 2014 года (принята решением Собрания депутатов Тигильского района от 29.03.2011 № 31).

Данная программа комплексного развития включает в себя проведение следующих мероприятий:

- строительство котельной с закрытием 4-х котельных с реконструкцией тепловых сетей и строительством угольного склада в с. Усть-Хайрюзово;

- установку общедомовых приборов учета, приборов учета на объектах социальной и бюджетной сферы в с. Тигиль, с. Усть-Хайрюзово, с. Седанка, с. Ковран.

Постановление Администрации муниципального образования «Тигильский муниципальный район» от 30.12.2013 № 527 «Об утверждении муниципальной программы «Энергоэффективность, развитие энергетики и коммунального хозяйства, обеспечение жителей населенных пунктов Тигильского муниципального района коммунальными услугами и услугами по благоустройству на 2014-2018 годы» (с изменениями от 29.12.2016 № 331)

Специалистами ООО «ТермоСофт-Сибирь» прорабатывался вопрос реконструкции теплоснабжения в п. Тигиль на основе строительства котельной с использованием инновационной технологии сжигания топлива в псевдосжиженном слое катализатора со строительством наружных сетей водотеплоснабжения на базе построенного здания Мини ТЭЦ в п. Тигиль. Такая технология позволяет эффективно сжигать низкосортные угли, в том числе уголь Камчатских месторождений.

Для реализации данного проекта Министерству ЖКХ и энергетики Камчатского края необходимо объявить конкурс на разработку проектной документации.

п.г.т. Палана

Администрацией разработаны и утверждены следующие документы, включающие планы и мероприятия по модернизации системы централизованного теплоснабжения округа:

- муниципальная целевая программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории городского округа «поселок Палана» на 2011-2015 годы» (утверждена постановлением администрации городского округа от 02.08.2011 № 79);

- муниципальная целевая программа «Модернизация жилищно-коммунального комплекса и инженерной инфраструктуры городского округа «поселок Палана» на 2010-2012 годы» (утверждена постановлением главы городского округа от 15.02.2010 № 22);

- муниципальная целевая программа «Установка коллективных (общедомовых) приборов учета на отпуск коммунальных ресурсов в

многоквартирных домах городского округа «поселок Палана» на 2010-2012 годы (утверждена постановлением главы городского округа от 10.02.2010 № 20).

Усть-Камчатский район

Администрацией района разработаны и утверждены следующие документы, включающие планы и мероприятия по модернизации системы централизованного теплоснабжения района:

– долгосрочная муниципальная программа «По энергосбережению и повышению энергетической эффективности в Усть-Камчатском муниципальном районе на 2010-2012 годы» (утверждена постановлением администрации района от 19.01.2012 № 14);

– долгосрочная муниципальная программа «Установка коллективных (общедомовых) приборов учета на отпуск коммунальных ресурсов в многоквартирных домах в Усть-Камчатском муниципальном районе на 2010-2012 годы» (утверждена постановлением администрации района от 16.01.2012 № 11);

– муниципальная программа «Модернизация жилищно-коммунального комплекса и инженерной инфраструктуры Усть-Камчатского муниципального района на 2010-2012 годы»;

– Программа комплексного социально-экономического развития Усть-Камчатского муниципального района на период до 2014 года (проект от 24.09.2012).

4.14. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих ТЭЦ

Электроэнергетика Камчатского края имеет свои существенные отличия, обусловленные климатическими и географическими особенностями региона. Значительная часть территории обеспечивается локальными источниками энергии малой мощности и является зоной децентрализованного энергоснабжения.

Поскольку зона децентрализованного энергоснабжения охватывает населенные пункты со сложными условиями доставки грузов, особенно острыми становятся проблемы энергетической безопасности. Однако, техническое состояние большей части оборудования малой энергетики края, выполняющей основные функции энергоснабжения, оставляет желать лучшего.

Актуальной становится задача своевременной реконструкции существующих и ввода новых мощностей мини-ТЭС. Очевидно, что повышение эффективности децентрализованного энергоснабжения может быть достигнуто путем внедрения комбинированного производства электрической и тепловой энергии.

Изменившиеся условия по поставкам газа и гарантиям (уменьшение объёмов на 40% и снижение поставок за 2020 года) не позволяет рассматривать газ как альтернативу нефтепродуктам и углю в качестве топлива для электростанций и котельных, и не дает возможности использования газопоршневых, газотурбинных и парогазовых установок в качестве генерирующего оборудования.

В настоящее время внедрению комбинированного производства электрической энергии на базе парогазовой установки (ПГУ) и газотурбинной установки-ТЭЦ в Камчатском крае препятствуют следующие факторы:

- отсутствие перспективы на использование природного газа в качестве основного топлива;

- ограниченное количество крупных узлов нагрузки;

- слабый охват территории электрическими сетями;

- недостаточная развитость газотранспортной системы;

- относительная дороговизна строительства парогазовой установки-ТЭЦ;

- конкуренция со стороны возобновляемых источников энергии.

Строительство парогазовой установки при наличии газа имело смысл только в центральном энергоузле Камчатского края в качестве полной или частичной альтернативы существующему оборудованию Камчатских ТЭЦ.

В связи с изменившимися условиями по поставкам природного газа ПАО «Газпром» (Протокол от 26.01.2015 года) - снижение объёма поставки с 750 млн. м³ в год до 420 млн. м³ и гарантия поставки этого объёма до 2020 года, ввод парогазовой установки (ПГУ) не предлагается.

4.15. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований в Камчатском крае

Основные направления развития теплосетевого хозяйства в Камчатском крае определены Стратегией развития жилищно-коммунального хозяйства Камчатского края на период до 2025 года, утвержденной распоряжением Правительства Камчатского края от 28.09.2011 № 461-РП.

Планы развития теплосетевого хозяйства крупнейших муниципальных образований в Камчатском крае отражены в схемах теплоснабжения.

Петропавловск-Камчатский

Одним из основных условий концепции развития теплоснабжения города является максимально возможная загрузка тепловых мощностей Камчатских ТЭЦ в целях снижения общего расхода топлива и связанного с этим уменьшения выбросов в атмосферу продуктов сгорания.

Другим важным фактором оптимизации теплоснабжения города явился перевод теплоисточников на сжигание местного топлива – природного газа.

Что в свою очередь, в текущих условиях снижения объемов добычи, требует пересмотра утвержденной Схемы.

Постановлением администрации Петропавловск-Камчатского городского округа от 05.02.2016 № 132 утверждена «Схема теплоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа до 2030 г.», в которой дан прогноз развития теплосетевого хозяйства и модернизации тепловых сетей.

Елизово

В 2014 году выполнена «Перспективная схема теплоснабжения Елизовского городского поселения на 2014-2029 гг.», в которой предлагается реконструкция котельных города с переводом их на газ и другие мероприятия, частично отражённые в разделе 4.12.

Администрация Елизовского городского поселения в 2016 году выполнила «Актуализацию «Перспективной схемы теплоснабжения Елизовского городского поселения на 2014-2029 годы на 2017 год».

Вариант развития теплоснабжения Елизово на расчетный 2015 год и перспективу до 2019 года принят с учетом следующего условия: ввиду избытка в районе электрической мощности, выработка тепла планируется без дополнительной выработки электроэнергии. При этом основным направлением принята реконструкция существующих и развитие новых тепловых сетей, а также объединение части тепловых сетей с целью увеличения нагрузки на ряд котельных (наиболее экономичных - №2, 4, 6, 7, 16, 18, 20, 27, «Аэропорт»), с последующей ликвидацией неэффективных котельных.

Основные показатели работы энергоузлов в изолированных населённых пунктах Камчатского края за 2018 год

Наименование электростанции, место расположения	Численность населения, чел.	Установленная мощность, МВт	Количество агрегатов*МВт/год ввода энергоисточников	Макс. электрической нагрузки, МВт	Выраб. электроэнергии, млн. кВт/ч
Октябрьский энергоузел - всего, в т. ч.:		11,9			7,678
(Усть-Большерецкий муниципальный район)					
ДЭС-6 (холодный резерв)		4,6			
п. Октябрьский		7,3			7,678
ДЭС-5		4,0			0,242
Ветро ЭС (3 ед)		3,3			7,556
Средне-Камчатский энергоузел - всего, в т. ч.:		6,105		3,353	9,673
п. Эссо,					
Быстринская мГЭС-4		1,710	3x0,570/1997	1,262	5,550
п. Атласово					
ДЭС-14		3,680	3x0,800/1982 1x1.280/2012	1,922	3,347
п. Долиновка					
ДЭС-19		0,715	1x0.160/2018 2x0,120/2011 1x0,315/1990	0,169	0,776
Озерновский энергоузел – всего, в т. ч.:		15,57			43,764
п. Озерновский					
Паужетская ГеоЭС		12			42,969
ДЭС		3,57			0,795
Алеутский энергоузел - всего, в т. ч.:		3,310		0,750	3,705
с. Никольское					
ДЭС-17		2,260	5x0,292/2007 1x0,800/2004	0,590	3,248
ВЭС с. Никольское		1,050	2x0,250/1997 1x0,275/2014	0,160	0,457
Усть-Камчатский энергоузел - всего, в т. ч.:		9,575		7,932	22,747

Наименование электростанции, место расположения	Численность населения, чел.	Установленная мощность, МВт	Количество агрегатов*МВт/год ввода энергоисточников	Макс. электри- ческой нагрузки, МВт	Выраб. электро- энергии, млн. кВт/ч
п. Усть-Камчатск					
ДЭС-23		8,400	8x0.800/1978-1993 1x1,000/2013 1x1,000/2017	6,800	21,101
ВЭС		1,175	1x0,275/2014 3x0,300/2016	1,132	1,646
Ключевской энергоузел - всего, в т. ч.:		6,200		3,150	17,938
п. Ключи					
ДЭС-22		6,200	4x0.800/1977-2012 1x1,000/2013 1x1,000/2014 1x1,000/2017	3,150	17,938
Козыревский энергоузел - всего, в т. ч.:		2,230		0,720	3,452
с. Козыревск					
ДЭС-16		2,230	2x0,315/1986 3x0,800/1991	0,720	3,452
Соболевский энергоузел - всего, в т. ч.:		4,670		2,200	11,473
п. Соболево					
ГДЭС-7		4,670	2x1,145/2009 1x1,280/2013 1x1,100/1988	2,200	11,473
Изолированные узлы в Соболевском муниципальном районе - всего, в т. ч.:	430	5,628		3,042	8,499
п. Крутогоровский	370				
ГДЭС-21		4,284	№1*0,6/2013 №2*0,6/2013 №3*0,5/2011 №4*0,64/2012 №1*0,648/2012 (ДЭС рыб) №2*0,648/2012 (ДЭС рыб) №3*0,648/2012 (ДЭС рыб)	2,07	7,018
п. Ичинский	60				
ДЭС-22		1,344	№1*0,080/2018 №2*0,080/2018 №3*0,064/2012 №1*0,560/2014	0,972	1,481

Наименование электростанции, место расположения	Численность населения, чел.	Установленная мощность, МВт	Количество агрегатов*МВт/год ввода энергоисточников	Макс. электри- ческой нагрузки, МВт	Выраб. электро- энергии, млн. кВт/ч
			(ДЭС рыб) №2*0,560/2014 (ДЭС рыб)		
Паланский энергоузел – всего, в т. ч.:		6,820		2,176	11,519
ДЭС-10 пгт Палана		6,000	5x0.800/1978 1x1,000/2001 1x1,000/2016	1,920	10,572
с. Лесная					
ДЭС-30		0,820	1x0.320/2003 1x0,250/2016 1x0,150/2014 1x0,100/2016	0,256	0,947
Тигильский энергоузел - всего, в т. ч.:		5,100		1,505	7,587
п. Тигиль					
ДЭС-11		4,800	2x1.100/1990 1x1.000/2014 2x0,800/1987	1,380	7,159
с. Воямполка	1044				
ДЭС-29		0,300	2x0.200/1984 1x0.100/2002	0,125	0,428
Изолированные энергоузлы в Тигильском муниципальном районе – всего, в т. ч.:		5,241		1,57	8766
п. Таежный	130				
ДЭС-6		0,173	№1*0,045/2012 №2*0,048/2013 №3*0,080/2016	0,03	0,178
с. Хайрюзово	136				
ДЭС-29		0,208	№1*0,048/2013 №2*0,080/2014 №3*0,080/2014	0,04	0,229
с.Усть-Хайрюзово	778				
ДЭС-5		4,860	№1*1,200/2016 №2*1,200/2018 №3*1,200/2016 №4*0,630/	1,5	8,359

Наименование электростанции, место расположения	Численность населения, чел.	Установленная мощность, МВт	Количество агрегатов*МВт/год ввода энергоисточников	Макс. электри- ческой нагрузки, МВт	Выраб. электро- энергии, млн. кВт/ч
			№5*0,630/		
Оссорский энергоузел - всего, в т. ч.:		4,600		1,600	9,445
п. Оссора					
ДЭС-12		4,600	3x0.800/1983 2x1,100/1988	1,600	9,445
Изолированные энергоузлы в Карагинском муниципальном районе – всего, в т. ч.:					
с. Кострома	105				
ДЭС					
с. Тымлат	644				
ДЭС-23		5,03	№1*0,400/2012 №2*0,400/2012 №3*0,250/2018 №4*0,140/2011 №1*0,960/2016 (ДЭС рыб) №2*0,960/2016 (ДЭС рыб) №3*0,960/2016 (ДЭС рыб) №4*0,960/2017 (ДЭС рыб)	3,842	7,511
с. Ильпырское	106				
ДЭС-25		2,369	№1*0,220/2018 №2*0,220/2018 №3*0,140/2012 №4*0,048/2014 №5*0,045/2011 №1*0,648/2011 (ДЭС рыб) №2*0,400/2013 (ДЭС рыб) №3*0,648/2014 (ДЭС рыб)	0,9	2,392
с. Ивашка					
ДЭС «Колхозная»		3,03			
ДЭС «Рыбозаводская» (резерв)		1,02			
Олюторский энергоузел - всего, в т. ч.:					
с. Тиличики		7,2		5,56	20,27
ДЭС-8		4,200	4x0,800/1978 1x1,000/2014	3,400	11,103

Наименование электростанции, место расположения	Численность населения, чел.	Установленная мощность, МВт	Количество агрегатов*МВт/год ввода энергоисточников	Макс. электри- ческой нагрузки, МВт	Выраб. электро- энергии, млн. кВт/ч
с. Верхние Тилички	1310				
мДЭС-8 (модульная)		5,000	№1*1,000/2017 №2*1,000/2017 №3*1,000/2017 №4*1,000/2017 №5*1,000/2017	2,16	9,167
Изолированные энергоузлы в Олюторском муниципальном районе – всего, в т. ч.:					
с. Алука	234				
ДЭС-7		3,539	№1*0,300/2014 №2*0,302/2009 №3*0,360/2018 №4*0,104/2014 №5*0,045/2012 №6*0,048/2013	2	4,186
с. Пахачи	360				
ДЭС-14		2,380	№1*0,400/2018 №2*0,640/2018 №3*0,400/2018 №4*0,640/2018 №5*0,100/2010 №6*0,100/2011 №7*0,100/2009	0,5	2,408
с. Средние Пахачи	338				
ДЭС-16		0,840	№1*0,400/2017 №2*0,220/2017 №3*0,220/2017	0,4	1,355
с. Хаилино	652				
ДЭС-26		2,080	№21*0,640/2014 №>2*0,640/2015 №>3*0,400/2014 №4*0,400/2014	0,42	1,927
с. Ачайваям	447				
Новая ДЭС-27		0,750	№>1*0,250/2014 №«2*0,250/2014 №23*0,250/2014	0,21	1,062

Наименование электростанции, место расположения	Численность населения, чел.	Установленная мощность, МВт	Количество агрегатов*МВт/год ввода энергоисточников	Макс. электри- ческой нагрузки, МВт	Выраб. электро- энергии, млн. кВт/ч
с. Вывенка	390				
ДЭС-28		4,340	№1*0,220/2018 №2*0,140/2011 №3*0,400/2013 №4*0,400/2013 №5*0,140/2011 №6*0,140/2011 №7*0,140/2011 №1*0,600/2016 (ДЭС рыб) №2*0,400/2012 (ДЭС рыб) №3*0,400/2012 (ДЭС рыб) №4*1,000/2009 (ДЭС рыб) №5*0,360/2018 (ДЭС рыб)	0,841	3,615
Манильский энергоузел - всего, в т. ч.:		4,927		1,408	7,033
с. Манилы					
ДЭС-4		4,320	8x0,800/1988 1x0,320/2013	1,170	6,093
с. Таловка					
ДЭС-26		0,561	3x0,187/2012	0,200	0,842
с. Парень					
ДЭС-28		0,046	1x0,030/2012 1x0,016/2018	0,038	0,098
Пенжинский энергоузел - всего, в т. ч.:		1541		1,136	2,328
с. Слаутное					
ДЭС-1		0,487	1x0,300/2015 1x0,187/2015	0,203	0,958
с. Каменское					
ДЭС-9		1,200	2x0,300/1972 1x0,600/2015	0,540	0,152
с. Аянка					
ДЭС-15		0,774	1x0,300/2012 2x0,187/2012 1x0,100/2012	0,343	1,062
с. Оклан					

Наименование электростанции, место расположения	Численность населения, чел.	Установленная мощность, МВт	Количество агрегатов*МВт/год ввода энергоисточников	Макс. электри- ческой нагрузки, МВт	Выраб. электро- энергии, млн. кВт/ч
ДЭС-27		0,080	1x0,050/2016 1x0,030/2016	0,050	0,156
Прочие электростанции, включая ДЭС (муници-пальные, ведомственные, при котельных)					

Структура установленной электрической мощности по энергоузлам на территории Камчатского края за 2018 год

Наименование электростанции, место расположения	Установленная мощность	Располагаемая мощность
Камчатский край - всего, в т. ч.:	644,561	613,492
Центральный энергоузел - всего, в т. ч.:	483,15	464,555
Камчатская ТЭЦ-1	204	204
Камчатская ТЭЦ-2	160	160
ДЭС на Камчатской ТЭЦ-2 (резерв для запуска ТЭЦ)	3,15	3,15
ДЭС-5 с. Мильково	4	4
ДЭС-6 п. Усть-Большерецк (в холодном резерве)	4,6	4,6
Каскад Толмачевских ГЭС - всего, в т. ч.:	45,4	39,193
Толмачевская ГЭС-1	2,2	1,6
Толмачевская ГЭС-2	24,8	22,793
Толмачевская ГЭС-3	18,4	14,8
Мутновские ГеоЭС - всего, в т. ч.:	62	49,612
Мутновская ГеоЭС -1	50	41,738
Верхнее-Мутновская ГеоЭС	12	7,874
Октябрьский энергоузел - всего, в т. ч.:	7,3	7,3
ДЭС-5 п. Октябрьский	4	4
ВЭС (3 ед., п. Октябрьский, Усть-Большерецкий муниципальный район)	3,3	3,3
Средне-Камчатский энергоузел - всего, в т. ч.:	6,105	6,105
Быстринская мГЭС-4 п. Эссо	1,71	1,71
ДЭС-14 п. Атласово	3,68	3,68
ДЭС-19 п. Долиновка	0,715	0,715
Озерновский энергоузел – всего, в т. ч.:	15,57	9,296
Паужетская ГеоЭС	12	5,726
ДЭС-20 п. Озерновский	3,57	3,57
Алеутский энергоузел - всего, в т. ч.:	3,31	3,31
ДЭС-17 с. Никольское (в составе ВДК)	2,26	2,26

Наименование электростанции, место расположения	Установленная мощность	Располагаемая мощность
ВЭС с. Никольское (в составе ВДК)	1,05	1,05
Усть-Камчатский энергоузел - всего, в т. ч.:	9,575	9,575
ДЭС-23 п. Усть-Камчатск	8,4	8,4
ВЭС-23	1,175	1,175
Ключевской энергоузел - всего, в т. ч.:	6,2	6,2
ДЭС-22 п. Ключи	6,2	6,2
Козыревский энергоузел - всего, в т. ч.:	2,23	2,23
ДЭС-16 с. Козыревск	2,23	2,23
Соболевский энергоузел - всего, в т. ч.:	4,67	4,67
ГДЭС-7 п. Соболево	4,67	4,67
Изолированные узлы в Соболевском муниципальном районе - всего, в т. ч.:	5,628	5,628
ГДЭС-21 п. Крутогоровский	4,284	4,284
ДЭС-22 п. Ичинский	1,344	1,344
Паланский энергоузел – всего, в т. ч.:	6,82	6,82
ДЭС-10 пгт Палана	6	6
ДЭС-30 с. Лесная	0,82	0,82
Тигильский энергоузел - всего, в т. ч.:	5,1	5,1
ДЭС-11 п. Тигиль	4,8	4,8
ДЭС-29 с. Воямполка	0,3	0,3
Изолированные энергоузлы в Тигильском муниципальном районе – всего, в т. ч.:	5,241	5,241
ДЭС-6 п. Таежный	0,173	0,173
ДЭС-5, Усть-Хайрюзово	4,86	4,86
ДЭС-29 с. Хайрюзово	0,208	0,208
Оссорский энергоузел - всего, в т. ч.:	4,6	4,6
ДЭС-12 п. Оссора	4,6	4,6

Наименование электростанции, место расположения	Установ- ленная мощность	Располага- емая мощность
Изолированные энергоузлы в Карагинском муниципальном районе – всего, в т. ч.:	6,699	6,699
ДЭС с. Кострома	1,7	1,7
ДЭС-23 с. Тымлат	2,63	2,63
ДЭС-25 с. Ильпырское	2,369	2,369
Олюторский энергоузел - всего, в т. ч.:	9,2	9,2
ДЭС-8 с. Тиличики	4,2	4,2
мДЭС-8 (модульная) с. Верхние Тиличики	5	5
Изолированные энергоузлы в Олюторском муниципальном районе – всего, в т. ч.:	14,569	14,569
ДЭС-7 с. Апука	3,539	3,539
ДЭС-14 с. Пахачи	2,38	2,38
ДЭС-16 с. Средние Пахачи	0,84	0,84
ДЭС-26 с. Хаилино	2,72	2,72
ДЭС-27 с. Ачайваям	0,75	0,75
ДЭС-28 с. Вывенка	4,34	4,34
Манильский энергоузел - всего, в т. ч.:	4,927	4,927
ДЭС-4 с. Манилы	4,32	4,32
ДЭС-26 с. Таловка	0,561	0,561
ДЭС-28 с. Парень	0,046	0,046
Пенжинский энергоузел - всего, в т. ч.:	2,541	2,541
ДЭС-1 с. Слаутное	0,487	0,487
ДЭС-9 с. Каменское	1,2	1,2
ДЭС-15 с. Аянка	0,774	0,774
ДЭС-27 с. Оклан	0,08	0,08
Прочие электростанции, включая ДЭС (муниципальные, ведомственные, при котельных)	41,126	41,126

Балансы мощности для изолированных энергоузлов Камчатского края за 2018 год

Показатель	Годы					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Озерновский энергоузел						
Собственный максимум нагрузки, МВт	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80	6,80
Располагаемая мощность, МВт	13,07	13,07	13,07	13,07	13,07	13,07
Избыток, МВт	6,27	6,27	6,27	6,27	6,27	6,27
Средне-Камчатский энергоузел						
Собственный максимум нагрузки, МВт	2,09	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10
Располагаемая мощность, МВт	3,51	4,31	4,31	4,31	4,31	4,31
Избыток, МВт	1,42	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
Алеутский энергоузел*						
Собственный максимум нагрузки, МВт	0,76	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Располагаемая мощность, МВт	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
Избыток, МВт	1,89	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85
Усть-Камчатский энергоузел*						
Собственный максимум нагрузки, МВт	6,85	6,30	6,30	8,80	8,80	8,80
Располагаемая мощность, МВт	6,72	7,92	9,12	9,12	9,12	9,12
Избыток, МВт	-0,13	1,62	2,82	0,32	0,32	0,32
Ключевской энергоузел						
Собственный максимум нагрузки, МВт	3,15	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
Располагаемая мощность, МВт	4,96	4,96	4,96	4,96	4,96	4,96
Избыток, МВт	1,81	1,86	1,86	1,86	1,86	1,86
Карагинский район						
Собственный максимум нагрузки, МВт	3,84	3,33	3,30	3,50	3,50	3,50
Располагаемая мощность, МВт	5,03	5,17	5,17	5,41	5,41	5,41
Избыток, МВт	1,19	1,84	1,87	1,91	1,91	1,91
Козыревский энергоузел						
Собственный максимум нагрузки, МВт	0,72	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Располагаемая мощность, МВт	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78
Избыток, МВт	1,06	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
Соболевский энергоузел						
Собственный максимум нагрузки, МВт	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
Располагаемая мощность, МВт	3,74	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64
Избыток, МВт	1,54	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44
Паланский энергоузел						
Собственный максимум нагрузки, МВт	2,18	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10
Располагаемая мощность, МВт	5,46	5,46	5,62	5,78	5,94	6,10
Избыток, МВт	3,28	3,36	3,52	3,68	3,84	4,00
Тигильский энергоузел						
Собственный максимум нагрузки, МВт	3,58	3,51	3,61	3,61	3,61	3,61
Располагаемая мощность, МВт	9,32	9,39	9,39	9,39	9,55	9,55
Избыток, МВт	5,74	5,88	5,78	5,78	5,94	5,94
Оссорский энергоузел						
Собственный максимум нагрузки, МВт	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60
Располагаемая мощность, МВт	3,68	3,68	3,68	3,68	3,68	3,68
Избыток, МВт	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
Олюторский энергоузел						
Собственный максимум нагрузки, МВт	9,93	9,39	10,01	10,19	10,19	10,19
Располагаемая мощность, МВт	22,29	23,96	19,87	24,38	17,46	22,18
Избыток, МВт	12,36	14,57	14,22	14,27	11,69	11,69
Манильский энергоузел						
Собственный максимум нагрузки, МВт	1,41	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
Располагаемая мощность, МВт	3,94	3,94	3,94	3,94	3,94	4,74
Избыток, МВт	2,53	2,54	2,54	2,54	2,54	3,34
Пенжинский энергоузел						
Собственный максимум нагрузки, МВт	1,74	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Располагаемая мощность, МВт	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03
Избыток, МВт	0,30	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33

*ВЭС в располагаемой мощности не учитывается

Формирование истинного тарифа на электро-тепло- энергию ПАО
«Камчатскэнерго» без учета скрытых субсидий ПАО «Газпром» в 2019 году

Задача: Оценка уровня истинных тарифов на электроэнергию и тепло Камчатскэнерго без учета скрытых дотаций (убытков) ПАО «Газпром».

На 2019 год установлены экономически обоснованные тарифы на электроэнергию по центральному энергоузлу – 7,383 руб./кВт/ч, при тарифе для генерации Камчатских ТЭЦ ПАО «Камчатскэнерго» в размере 5,118 руб./кВт/ч., рассчитанном при стоимости газа 6 838,4 руб./ тыс. м³.

По Протоколу от 26 января 2015 года ПАО «Газпром» заявил об убытках, понесенных компанией в 2014 году в размере 3,5 млрд. руб. В 2014 году стоимость газа составляла 5757,26 руб./м³, при этом затраты на газ в себестоимости на электроэнергию и тепло ПАО «Камчатскэнерго» составили 2 297 173 тыс. руб. С учетом заявленных убытков ПАО «Газпром», топливная составляющая в себестоимости должна была бы составить 5 797 173 тыс. руб. Это является необходимой валовой выручкой для компаний ПАО «Газпром» на Камчатке при работе без убытков (возможные потери прибыли ПАО «Газпром» в данных расчетах не учтены).

В этом случае безубыточный тариф на газ в 2014 году составлял бы: 5 797 173 тыс. руб./398,938 млн. м³=14 531,5 руб./тыс. м³, т.е. в 2,52 раза больше, чем утвержденный на то время.

На 2019 год потребление газа запланировано в объеме 256,926 млн. м³ при субсидированной ПАО «Газпром» цене – 6 838,4 руб./тыс. м³. Без скрытой субсидии ПАО Газпрома тариф возрастет до 17232,768 руб./тыс. м³. Следует отметить, что при такой цене эквивалентная (оцененная при приведении к условному топливу) стоимость газа превышает стоимость мазута, что делает нецелесообразным сжигание газа в замен мазута (стоимость мазута в 2019 году - 27 392,97 руб./ т.н.т. – эквивалентная цена на газ при этой цене мазута - 22 571,7 руб./ тыс. м³.)

При тарифе на газ 6838,4 руб/ тыс. м³, тариф на электроэнергию от Камчатских ТЭЦ составит – 5,118 руб./ кВт/ч., а при стоимости газа 17 232,768 руб./тыс. м³, тариф на электроэнергию от Камчатских ТЭЦ возрастет до 8,29 руб./ кВт*ч. (рост на 62 %). Данное повышение тарифа приведет к росту тарифа по энергосистеме ЦЭУ с 7,383 руб./кВт/ч. до 9,96 руб./кВт/ч (на 10 %).

По тепловой энергии, на Камчатских ТЭЦ: отпускной тариф с коллекторов ТЭЦ при цене на газ без скрытых субсидий ПАО «Газпром» возрос бы с 2 237,9 руб./Гкал, до 4 028,39 руб./ Гкал на 80% (без учета транспорта теплоносителя и сбытовой надбавки). Данный анализ показывает реальную ситуацию с экономически обоснованными тарифами в Центральном энергоузле.

Анализ и экспертная оценка прогнозных тарифов,
предоставленный краевым государственным бюджетным учреждением
«Региональный центр развития энергетики и энергосбережения»

Анализ тарифов на основе экспертных заключений выполненных Региональной службы по тарифам и ценам Камчатского края (далее – РСТиЦ КК) на 2019-й год и оценка прогнозных тарифов.

Электроэнергия

Производство электрической энергии в центральном энергоузле сосредоточено на Камчатских ТЭЦ, Мутновских Геотермальных электростанций, каскаде Толмачевских ГЭС, резервных дизельных электростанциях. Транспортировка и сбыт электроэнергии осуществляется по ВЛ, принадлежащим ПАО «Камчатскэнерго». Анализ формирования тарифов в 2019 году по центральному энергоузлу на основе данных РСТиЦ КК (с учетом скрытых субсидий ПАО «Газпром») приведен на рисунке.

Генерация электроэнергии на Камчатских ТЭЦ ПАО «Камчатскэнерго».

Выработка электроэнергии на Камчатских ТЭЦ запланирована в объеме - 962,189 млн. кВт/ч. Отпуск в сеть с шин станции – 1 134,324 млн. кВт/ч. Необходимая валовая выручка генерации рассчитана в объеме – 8 374 611 тыс. руб. Экономически обоснованный тариф генерации по Камчатским ТЭЦ при данных цифрах составит 7,383 руб./кВт/ч. Стоимость газа без скрытого субсидирования ПАО «Газпром» составила бы 17 232,768 руб. тыс. м³.

Генерация электроэнергии от Мутновских ГеоЭС АО «Геотерм».

Отпуск электроэнергии в сеть запланирован в объеме -340,004 млн. кВт/ч. Необходимая валовая выручка генерации Мутновских ГеоЭС – 1 163 494 тыс. руб. Тариф генерации утверждён в размере – 2,695 руб./кВт/ч (самый низкий тариф на генерацию в центральном энергоузле).

Генерация электроэнергии от каскада Толмачевских ГЭС ПАО «КамГЭК».

Отпуск электроэнергии в сеть- 65,371 млн. кВт/ч. Необходимая валовая выручка генерации – 357 618 тыс. руб. Тариф генерации Толмачевских ГЭС, отпускаемый в сеть – 5,471 руб/кВт/ч.

Генерация электроэнергии от ООО «Камчатские электрические сети» ДЭС п. Октябрьский.

Потребитель п. Октябрьский находится в сложных климатических условиях на узкой косе, отделяющей р. Большую от Охотского моря. Периодически происходят аварийные ситуации с единственной ВЛ 35 кВ. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителя запускается в работу ДЭС находящаяся в данном поселке в резерве. Отпуск в общую сеть КЭ от аварийной генерации в 2019 году – не планируется. Необходимая валовая выручка для данной генерации – 264 239 тыс. руб. Средний тариф на отпуск электроэнергии в сеть данного поселка составляет -13,089 руб/кВт/ч.

Все вышеперечисленные электростанции работают в общей сети, затраты по транспорту электроэнергии и сбыту несет ПАО «Камчатскэнерго». Потери в сетях по данным РСТиЦ КК составляют -157,421 млн. кВтч (12,4%). Необходимая валовая выручка по сетям и сбыту составляет - 2 297 730 тыс. руб. За минусом потерь полезный отпуск потребителю из энергосистемы составит 1 134,324 млн.

кВт/ч. Тариф на передачу энергии по электросетям сетям и сбыту - 1,679 руб/кВт/ч.

В конечном итоге потребитель оплачивает полезный отпуск в объеме 1 134,324 млн. кВт/ч в сумме (необходимая валовая выручка) – 8 887 880 тыс. руб. Средний экономически обоснованный тариф по центральному энергоузлу на 2018 год определен службой РСТЦ КК – 7,383 руб/кВт/ч (рост тарифа относительно утвержденного в 2018г. – 3,14%).

Таблица 1

Динамика экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию по центральному энергоузлу с 2014 года

Тариф	Утвержде но на 2016 г.	Утверж денный 2017 г.	Утвер жденн ый на 2018 г.	Прогн оз на 2019 г.	Прогн оз на 2020 г.	Прогн оз на 2021 г.
Тариф на электрическую энергию в центральном энергоузле руб./кВтч без НДС	5,723	6,48	7,15	7,383	8,97	10,05

Сопоставление и возможности достижения среднероссийского тарифа на электроэнергию.

Общий экономически обоснованный тариф на электрическую энергию на 2019 год составляет -7,383 руб./кВт/ч. Что в 2,7 раза выше среднероссийского тарифа -2,7 руб/кВт/ч. Перевод генерации Камчатских ТЭЦ на природный газ не привел к достижению целей «Стратегии развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года», утвержденной распоряжением Правительства Камчатского края от 17.11.2010 № 561-РП. Без перехода на иные источники электрической энергии основная цель - достижение среднероссийского тарифа к 2025 году достигнута не будет.

Тариф на электроэнергию от уже переведенных на газ Камчатских ТЭЦ (тариф генерации) составляет – 5,118 руб./ кВт/ч, без сетевой составляющей тариф генерации Камчатских ТЭЦ на природном газе превышает общероссийский тариф в 2 раза. Одними из самых дешевых тарифов на электроэнергию по центральному энергоузлу являются тарифы от возобновляемых источников энергии: АО «Геотерм» от Мутновских геотермальных электростанций -3,422 руб./Квт/ч, и тариф от гидрогенерации Толмачевских ГЭС – 5,471 руб./кВт/ч, данные тарифы генерации имеют перспективу к относительному снижению в долгосрочной перспективе. Этот факт подтверждает предположение, что наиболее дешевая электроэнергия энергия на Камчатке может быть получена от возобновляемых источников энергии. (Данное утверждение подтверждается также мировым опытом - перевод на возобновляемый ресурс гидроэнергетика, подземное тепло, выполненной энергетикой Исландии с 1970 года Норвегии и др.).

Динамика перспективных тарифов на электрическую энергию в Центральном энергоузле показывает, что происходит его постоянный рост в соответствии с уровнем инфляции (и даже выше). Снижение экономически

обоснованного тарифа до 2025 года до уровня среднероссийского при такой ситуации в этот период невозможно, нет коренных изменений в структуре генерации электроэнергии, и в организационной структуре. Соответственно не сможет быть снижен уровень дотационности региона. Для достижения среднероссийских показателей (2,6 руб./кВт/ч в 2017 году) необходимо внедрение таких источников энергии, которые «физически» не могут иметь тенденцию к росту тарифа (отсутствует топливная составляющая) и имеют в долгосрочной перспективе самый низкий тариф.

При существующем на сегодня тарифе на транспорт и сбыт электроэнергии - 1,679 руб./кВт/ч по сегодняшним ценам необходимо иметь источник электроэнергии с тарифом не более - 0,75 руб./кВт/ч. Таким источником может стать крупная гидроэлектростанция – например Жупановская ГЭС-1, у которой затраты на эксплуатацию составят (согласно Декларации о намерениях строительства Каскада ГЭС на р. Жупанова, ОАО Ленгидропроект 2013 год), около 2,0 рублей, а без учета амортизационных отчислений, эксплуатационные затраты не превышают 0,4 руб/кВт/ч . В этом случае, при бюджетном финансировании возможно достижение цели стратегии.

Тепловая энергия

В качестве примера рассматривается производство тепловой энергии осуществляемое на Камчатских ТЭЦ - в комбинированном цикле и котельных, работающих на мазуте, угле и газе Петропавловска-Камчатского. Тепловые сети источников технологически не связаны друг с другом.

Камчатские ТЭЦ ПАО «Камчатскэнерго».

Отпуск с коллекторов (производство тепловой энергии) на 2019 год утверждено в размере 1 125 тыс. Гкал. На хозяйственные нужды - 43,937 тыс. Гкал. Потери в сетях от Камчатских ТЭЦ- 229,621 тыс. Гкал или 21 %. Полезный отпуск от Камчатских ТЭЦ составляет 851,412 тыс. Гкал.

Котельные Камчатскэнерго.

Производство тепловой энергии с коллекторов котельных 478,425 тыс. Гкал. Хозяйственные нужды 3,5 тыс. Гкал. Потери в тепловых сетях – 87,534 тыс. Гкал или 19,6%. Полезный отпуск тепловой энергии 388,534 тыс. Гкал.

Суммарная договорная тепловая нагрузка потребителей Петропавловска-Камчатского составляет: присоединенных к Камчатским ТЭЦ 307,8 Гкал/час. Присоединенных к котельным – 143,8 Гкал/час.

Нормативный удельный расход условного топлива на производство теплоэнергии на природном газе: для Камчатской ТЭЦ-1 – 133,1 кг.у.т./Гкал, для Камчатской ТЭЦ-2 – 134,1 кг.у.т./Гкал, для мазутных котельных - 211,7 кг.у.т./Гкал.

Таблица 2

Динамика экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию по
ПАО «Камчатскэнерго» с 2014 года

Тариф	Утверж дено на 2016 г.	Утвер.на 2017 г.	Утвер. на 2018 г.	Прогноз на 2019 г.	Прогноз на 2020 г.	Прогноз на 2021 г.
Тариф на тепловую энергию ПАО «Камчатскэнерго», руб./Гкал без НДС	4 470,4	5077,8	5297,0	5620,28	5840	6074

По 2019 году проведен анализ составляющих тарифа на тепловую энергию данные приведены на рисунке 2.

Полезный отпуск от котельных ПАО «Камчатскэнерго» составит 388,534 тыс. Гкал. Необходимая валовая выручка по производству тепла на котельных ПАО «Камчатскэнерго» - 2 639061 тыс. руб., при этом тариф на тепловую энергию от котельных (тариф производства тепловой энергии) в 2019 году – 5877,88 руб./Гкал.

Полезный отпуск тепла от Камчатских ТЭЦ составит – 851,442 тыс. Гкал. Необходимая валовая выручка на производство тепла на Камчатских ТЭЦ ПАО «Камчатскэнерго» составит 1 862 143 тыс. руб. Тариф на тепловую энергию от Камчатских ТЭЦ (производство тепла) – 1722,51 руб./ Гкал.

Необходимая валовая выручка на транспорт и сбыт от Камчатских ТЭЦ и котельных в расчетах тарифов представлена в расчетах РСТиЦ КК в целом суммарно по всем сетям, включая сети от Камчатских ТЭЦ и от котельных – 2 278 077 тыс. руб. Суммарный тариф на передачу и сбыт тепловой энергии (транспорт и сбыт) составит 1 841,59 руб./Гкал.

Общий экономически обоснованный тариф на тепловую энергию на 2019 год составляет 5620,28 руб./Гкал (рост относительно 2018г. 106,1%), что в 3 раза выше среднероссийского тарифа. Перевод тепловой генерации ТЭЦ на природный газ не привел к достижению целей «Стратегии развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года», утверждённой распоряжением Правительства Камчатского края от 17.11.2010 № 561-РП. Без перехода на иные источники тепловой энергии к 2020 году – цель - снижение тарифа до уровня среднероссийского - достигнута не будет.

Одним из самых дешёвых тарифов на тепло по Камчатскому краю является тариф АО «Тепло Земли» для конечных потребителей: например, от геотермальной системы п. Паужетка- 148,85 руб./Гкал, с. Эссо – 1406,59 руб./Гкал, п. Паратунка – 2781,53 руб./Гкал.(2017 г.) Этот факт косвенно подтверждает, что наиболее дешёвая тепловая энергия на Камчатке может быть получена от возобновляемых геотермальных источников.

Динамика перспективных тарифов на тепловую энергию ПАО «Камчатскэнерго» показывает, что происходит их постоянный рост в соответствии с уровнем инфляции. Снижение экономически обоснованного тарифа до 2020 года до уровня среднероссийского невозможно, так как не предполагается коренных изменений в структуре генерации тепла. Для достижения среднероссийских показателей (1700 руб./Гкал) необходимо

внедрение тепловых источников имеющих в долгосрочной перспективе предельно низкий тариф. При этом должны быть снижены также тарифы на электроэнергию в энергосистеме (основные затраты при перекачке теплоносителя).

Перспективными источниками тепловой энергии имеющими низкие тарифы являются возобновляемые источники энергии. Конкретно для Петропавловска-Камчатского, Елизово, Вилючинска, это может быть дешевая электроэнергия каскада Жупановских ГЭС, геотермальное тепло от близлежащий геотермальных источников: В-Паратунского, Паратунского, Б-Банного Мутновского месторождения и теплового очага Авачинской группы вулканов.

После пуска Жупановской ГЭС-1 возможен перевод части теплоснабжения (в частности ГВС) на электроотопление. Тариф на электроэнергию для Жупановской ГЭС-1, после срока ее окупаемости (а при бюджетном финансировании – сразу после окончания строительства), может быть снижен до уровня затрат на эксплуатацию (согласно данным приведенным в Декларации о намерениях строительства каскада ГЭС на р. Жупанова, АО «Ленгидропроект» 2013 год), до 2,0 руб./кВт/ч (в тепловом эквиваленте 2324 руб./Гкал), а без учета амортизационных отчислений, эксплуатационные затраты ГЭС-1 не превышают 0,4 руб./кВт/ч (в тепловом эквиваленте 465 руб./Гкал).

В работе Технико-экономическое обоснование районной системы отопления на базе Мутновского геотермального месторождения на Камчатке (перевод с английского) «Виркир-Оркинт консалтинг групп», 1994 год была определена принципиальная возможность строительства теплопровода от Мутновского геотермального месторождения до Петропавловска-Камчатского. Современная оценка данного проекта говорит о возможности транспортировки 1000 т/час сепарата с температурой 160 град (в настоящее время закачивается обратно в пласт и не используется) с использованием современных стеклобазальтопластиковых труб не подверженных влиянию агрессивных геотермальных сред (например, производства завода ООО ТД «БТ»). Предварительные расчеты показывают возможность снижения тарифа на тепловую энергию поставляемую от Мутновского геотермального месторождения до уровня 1100 руб./Гкал после окупаемости проекта.

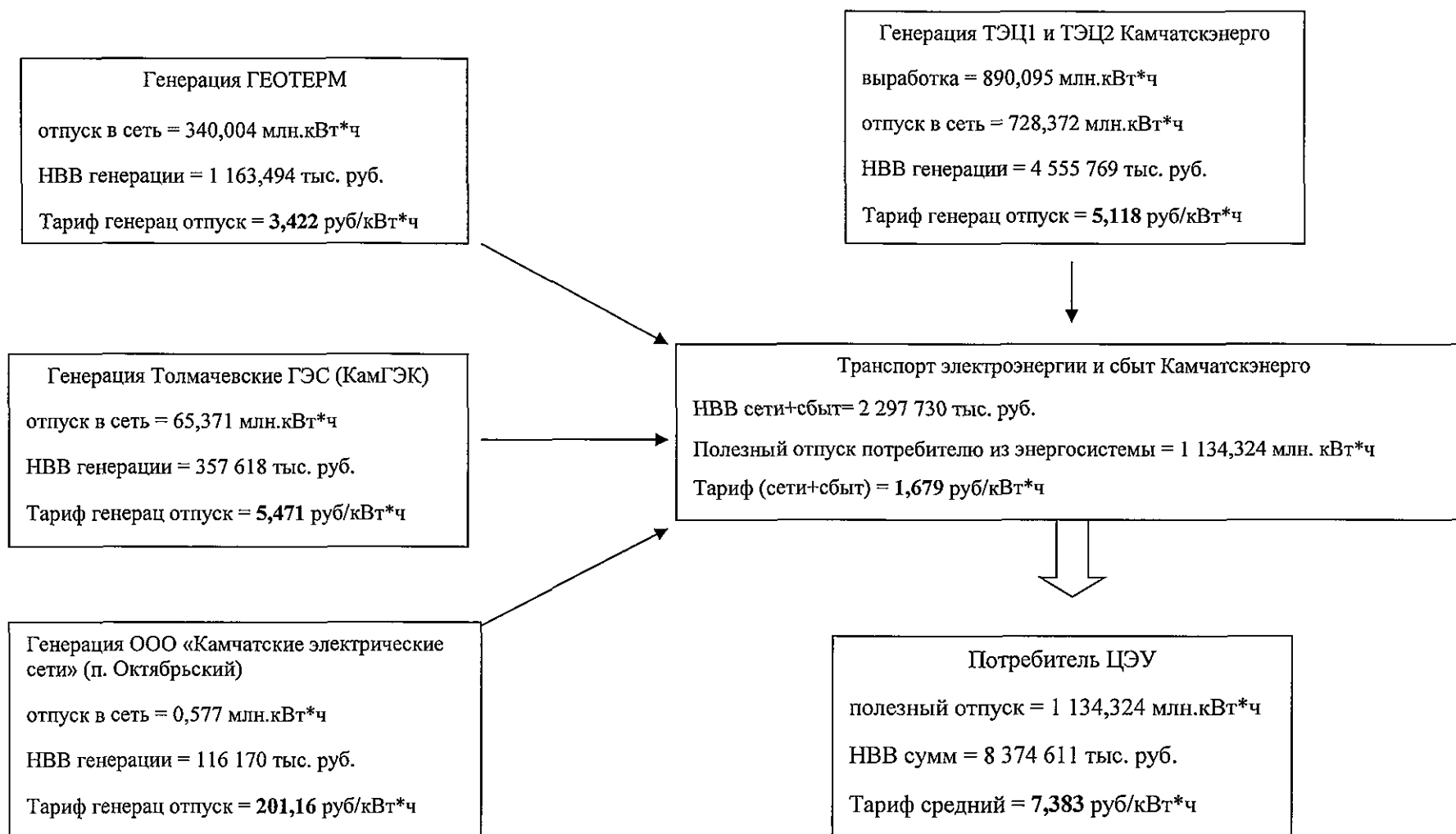


Рисунок 1 Формирование экономически обоснованного тарифа на электроэнергию в центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края при действующем тарифе на газ – 6 838,4 руб/ тыс. м³ (с учетом внутренних субсидий ПАО «Газпром»)

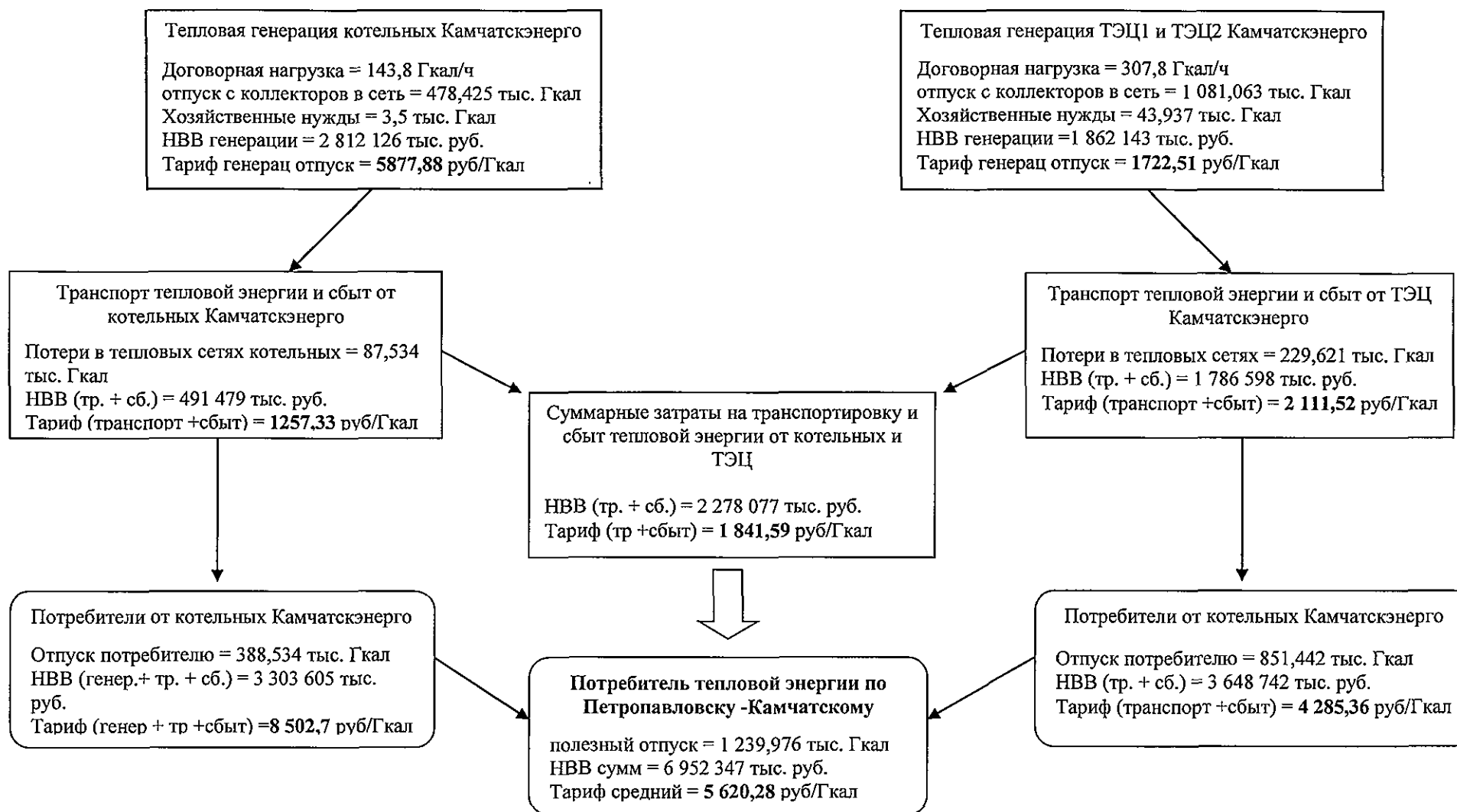


Рисунок 2 Формирование экономически обоснованного тарифа на тепловую энергию по Петропавловску-Камчатскому по данным экспертного заключения РСТиЦ Камчатского края на 2019 год, при действующем тарифе на газ – 6 838,4 руб/ тыс. м³ (с учетом внутренних субсидий ПАО «Газпром»

Информация о необходимости выполнения Россией ее международных обязательств в области экологии
(по данным КГБУ «Регионального центра развития энергетики и энергосбережения»)

В последние годы внимание мирового сообщества, Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации направлено на сокращение загрязнения окружающей среды за счет энергетических отраслей. По оценке ученых, более половины выбросов CO₂ в атмосферу земли приходится на долю энергетического сектора. Природа Камчатского края так же подвержена этому загрязнению. Из года в год происходит увеличение вредных выбросов в атмосферу региона от работы тепловых электрических станций, ДЭС и котельных в Камчатском крае, использующих органическое топливо (газ, мазут, дизельное топливо, уголь). Наибольшую угрозу представляет в первую очередь двуокись углерода (CO₂), которая образуется при сжигании органического топлива.

Ныне действующая Энергетическая стратегия России на период до 2020 года исходит из необходимости выполнения Россией ее международных обязательств в области экологии, в частности Конвенции ООН по глобальному изменению климата, Киотского протокола и Парижского соглашения по климату.

Правительство Российской Федерации одобрило Парижское соглашение об изменении климата, принятое консенсусом 12 декабря 2015 года на конференции ООН, а подписано 22 апреля 2016 года. «Стратегическая цель Парижского соглашения – удержание прироста глобальной средней температуры к концу XXI века «намного ниже» 2°C, до индустриальных (нормативных) показателей и «приложение усилий» в целях ограничения роста температуры на уровне 1,5°C».

На текущий момент необходимо принимать оперативные меры по сокращению выбросов. А ситуация с природным газом в Камчатском крае (*снижение до 420 млн. м³ и к 2030 году до 120 млн. м³*) говорит о том, что необходимо начинать реализацию проектов по проектированию и строительству генерирующих мощностей на основе ВИЭ уже сейчас.

Перечень действующих и перспективных объектов

Перечень объектов газификации			
№ п/п	Наименование объекта	Расчетные данные	Примечания
1	Камчатская ТЭЦ-2	278,850	
2	Камчатская ТЭЦ-1	33,267	
3	Котельная № 1 85 Гкал/час г. П-Камчатский	13,570	
4	Котельная №2 40 Гкал/час (Елизово)	6,729	
5	Котельная №4 30 Гкал/час (Елизово)	6,660	
6	Котельная «Очистные», (п. Пионерский Пионерского с.п.) 0,33 Гкал/час	0,056	Топливо-энергетический паспорт Елизовского муниципального района
7	Котельная №9 (п. Светлый, Пионерского с.п.) 0,86 Гкал/час	0,128	Топливо-энергетический паспорт Елизовского муниципального района
8	Котельная №10 (п. Светлый, Пионерского с.п.) 0,86 Гкал/час	0,148	Топливо-энергетический паспорт Елизовского муниципального района
9	Котельная №10 (п. Крутобереговый, Пионерского с.п.) 0,86 Гкал/час	0,153	Топливо-энергетический паспорт Елизовского муниципального района
10	Котельная №1 п. Раздольный с присоединением нагрузки котельной №2	2,993	Топливо-энергетический паспорт Елизовского муниципального района
11	Котельная №1 п. Лесной	1,241	Топливо-энергетический паспорт Елизовского муниципального района
12	«Агро-Дар тепличное хозяйство в п. Вулканном Елизовского муниципального района	2,000	Письмо Министерства ЖКХ и энергетики Камчатского края от 19.11.2015 № 20.15-6289-03
13	АГНКС - 250 г. Петропавловск-Камчатский	3,000	АГНКС, письмо ГГМТ исх. от 01.01.2016 № 05-1545/16. Начиная с 2019 года
14	МУП «Спецдорремстрой»	1,065	Договорные объёмы с ООО «Газпром межрегионгаз Дальний Восток»
15	ООО «Устой-М» Елизовский р-н (котельная)	2,770	Данные Правительства Камчатского края
16	ООО «Устой-М» Елизовский р-н, ул. Мурманская 12 (котельная производственной базы)	2,950	Данные Правительства Камчатского края

17	ОАО «Петропавловский Хлебокомбинат»	1,166	Договорные объёмы с ООО «Газпром межрегионгаз Дальний Восток»
18	Магазин мелкорозничной торговли (Пак)	0,098	Договорные объёмы с ООО «Газпром межрегионгаз Дальний Восток»
19	ООО «Русский двор» котельная п. Пионерский (Воронов на производство)	0,780	Тепловой расчет
20	Потребление газа в Соболевском муниципальном районе	6,088	Договорные объёмы с ООО «Газпром межрегионгаз Дальний Восток»
21	Потребление газа в п. Устьевой Соболевского муниципального района	1,439	Расчетные данные АО «Газпром промгаз»
22	Агропромышленный парк «Зеленовские озера»	10,000	Данные Правительства Камчатского края
23	ООО «Камчатский Пивоваренный завод»	0,670	Договорные объёмы с ООО «Газпром межрегионгаз Дальний Восток»
24	Автосалон ЗАО «Элита-Сервис»	0,085	Данные Правительства Камчатского края
25	ООО «Автоцентр»	0,131	Тепловой расчет
26	ОАО «Молокозавод петропавловский»	1,506	Тепловой расчет
27	Котельная группы жилых домов ул. Свердлова - ул. Хуторская	0,476	Тепловой расчет
28	Свинокомплекс, ЗАО «Агротек Холдинг», в п. Лесной	0,541	Тепловой расчет
29	Станция по уничтожению твердых органических отходов	1,661	Тепловой расчет
30	Котельная здания торгового центра «Глобус»	0,643	Данные Правительства Камчатского края
31	ТСЖ «Теплый стан»	0,270	Тепловой расчет
32	ЖСК «Рублевское» ул. Дальняя	0,270	ТУ на подключение ОАО «Газпром газораспределение» филиал в Дальневосточном федеральном округе от 31.07.2014 №57/14

Выдача электрической мощности каскада ГЭС на р. Жупанова

«Схема энергоснабжения строительства и схема выдачи мощности каскада ГЭС на р. Жупанова Камчатского края» разработана ОАО «ДЭСП» в 2013-2014 годы.

В работе были заданы приведённые ниже исходные данные и даны следующие рекомендации по каскаду ГЭС-1, 2, 3 на р. Жупанова:

1. Основные параметры и планируемые сроки ввода мощностей:

Наименование	Установленная мощность, МВт	Годовая выработка электроэнергии, млн. кВт.ч	Год ввода
Каскад ГЭС 1, 2, 3, всего	415	2039 ¹	2025
в том числе: - ГЭС-1, всего	270	1289	
в т.ч. - ГА № 1, 2	135		2020
- ГА № 3, 4	135		2022
- ГЭС-2, в т.ч. ГА № 1, 2	90	474	2024
- ГЭС-3, в т.ч. ГА № 1, 2	55	274	2025

¹ - выход каскада ГЭС на проектные показатели Э= 2039 млн. кВт.ч. – 2027 год

2. Рекомендации по схеме выдачи мощности:

1) ГЭС-1 - на напряжении 220 кВ по трём ВЛ 220 кВ суммарной протяжённостью 380 км, из них:

- 120 км - ВЛ от ГЭС-1 до действующей ПС 220 кВ Авача;

- 130+130 км - две ВЛ от ГЭС-1 до сооружаемой в районе п. Красный ПС 220/110 кВ Узловая (2х125 МВА);

2) ГЭС-2 и ГЭС-3 - на напряжении 220 кВ по трём ВЛ 220 кВ суммарной протяжённостью 185 км, из них:

- 60 км – ВЛ ГЭС-1 – ГЭС-2;

- 25 км – ВЛ ГЭС-2 – ГЭС-3;

- 100 км – ВЛ ГЭС-3 – Мильково.

3. Рекомендации по схеме внешнего электроснабжения строительства:

1) Электроснабжение строительства ГЭС-1 рассмотрено по этапам:

- 1 этап - 2016-2017 гг. - децентрализованно от ДЭС;

- 2 этап – 2018 г. - централизованно от ЦЭУ с сооружением временной ПС «Строительная» и ВЛ 220 кВ Авача – Строительная, которая с вводом ГЭС-1 будет использоваться для выдачи электрической мощности электростанции;

2) Электроснабжение строительства ГЭС-2 и ГЭС-3 - на напряжении 220 кВ по одноцепной ВЛ 220 кВ ГЭС-1 – ГЭС-2 - ГЭС-3 (85 км) с установкой трансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА на площадке ГЭС-2 и мощностью 40 МВА на площадке ГЭС-3.

С вводом ГЭС-2 и ГЭС-3 объекты схемы внешнего электроснабжения строительства будут использоваться для выдачи электрической мощности электростанций.

4. Генераторы каскада ГЭС-1, 2, 3 на р. Жупанова должны работать в режиме приёма и выдачи реактивной мощности.

5. Капиталовложения, требуемые в осуществление схемы внешнего электроснабжения строительства и схемы выдачи электрической мощности ГЭС-1, ГЭС-2 и ГЭС-3 по предварительной оценке составляют (в ценах 2013 года без учета НДС):

Капиталовложения	ГЭС-1	ГЭС-2	ГЭС-3	Всего в каскад
в схему выдачи электрической мощности, млн. руб.	9176,8	1500,0	2715,0	13391,8

Выполненная в работе ОАО «ДЭСР» карта-схема и схема основных электрических соединений сетей 110-220 кВ центрального энергоузла с рекомендуемой схемой выдачи электрической мощности каскада ГЭС на р. Жупанова на период до 2035 года приведена ниже.

Баланс мощности центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края за 2018 год и на период до 2023 года

вариант базовый

Показатели	Годы					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ПОТРЕБНОСТЬ						
Электропотребление, млрд. кВт*ч	1,49	1,5	1,51	1,52	1,53	1,54
Максимум нагрузки	253	255,5	258,5	262	266	268
Расчетный резерв мощности	80	80	80	80	80	80
ИТОГО потребность	333	335,5	338,5	342	346	348
ПОКРЫТИЕ						
Установленная мощность на конец года - всего, в т.	483,2	483,2	483,2	483,2	483,2	483,2
ГЭС	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
ТЭС, в т.ч.:	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8
ТЭЦ	364	364	364	364	364	364
ДЭС	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
ГеоЭС	62	62	62	62	62	62
Ограничения мощности на час максимума нагрузки	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
ГЭС	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
ГеоЭС	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Располагаемая мощность на час максимума нагрузки	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9
ГЭС	38	38	38	38	38	38
ТЭС, в т.ч.:	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8
ТЭЦ	364	364	364	364	364	364
ДЭС	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
ГеоЭС	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-)	75,9	73,4	70,4	66,9	62,9	60,9
Фактический резерв мощности	155,9	153,4	150,4	146,9	142,9	140,9
В % максимума	61,6	60	58,2	56,1	53,7	52,6

Баланс мощности центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края за 2018 год и
на период до 2023 года

вариант оптимистичный

Показатели	Годы					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ПОТРЕБНОСТЬ						
Электропотребление, млрд. кВт*ч	1,49	1,53	1,54	1,55	1,56	1,57
Максимум нагрузки	253	255,5	258,5	262	266	268
Расчетный резерв мощности	80	80	80	80	80	80
ИТОГО потребность	333	335,5	338,5	342	346	348
ПОКРЫТИЕ						
Установленная мощность на конец года – всего, в т.	483,2	483,2	483,2	483,2	483,2	483,2
ГЭС	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4	45,4
ТЭС, в т.ч.:	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8
ТЭЦ	364	364	364	364	364	364
ДЭС	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
ГеоЭС	62	62	62	62	62	62
Ограничения мощности на час максимума нагрузки	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
ГЭС	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
ГеоЭС	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Располагаемая мощность на час максимума нагрузк	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9	463,9
ГЭС	38	38	38	38	38	38
ТЭС, в т.ч.:	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8	375,8
ТЭЦ	364	364	364	364	364	364
ДЭС	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
ГеоЭС	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1	50,1
Консервация т.а. ст.№7	55	55	55	55	55	55
ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-)	75,9	73,4	70,4	66,9	62,9	60,9
Фактический резерв мощности	155,9	153,4	150,4	146,9	142,9	140,9
В % максимума	61,6	60	58,2	56,1	53,7	52,6

Оценка экономической эффективности повышения надёжности схемы выдачи электрической мощности Мутновских ГеоЭС

В настоящем разделе рассмотрены возможные варианты усиления схемы выдачи мощности (СВМ) Мутновских ГеоЭС (ГеоЭС-1 мощностью 50 МВт и Верхне-Мутновской ГеоЭС - 12 МВт) для повышения её надёжности.

Варианты усиления схемы выдачи мощности ГеоЭС рассмотрены для 2-х этапов:

- 1 этап – при установленной на сегодня мощности Мутновских ГеоЭС - 62 МВт;

- 2 этап – с учётом возможности увеличения генерирующей мощности Мутновских ГеоЭС до 112 МВт с вводом Мутновской ГеоЭС-2 (2х25 МВт).

Краткая характеристика рассмотренных вариантов усиления схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС приведена ниже.

Во всех рассмотренных вариантах СВМ МГеоЭС, учитывая суровые климатические условия района размещения геотермальных электростанций, на новых ВЛ 220 кВ предлагается применять современный высокотехнологичный провод - АААС-Z261 с улучшенными механическими характеристиками, который имеет ряд следующих преимуществ по сравнению с традиционным проводом АС:

- решение проблемы обледенения и налипания снега (стенка гололеда на 25% меньше, чем у провода АС);

- меньшая чувствительность к вибрациям под действием ветровых нагрузок;

- большее полезное поперечное сечение, которое обеспечивает решение проблемы повышения передаваемой мощности; снижение потерь в линии;

- меньшая усталость металла и сниженная вероятность галопирования;

- продленный срок службы, сокращенное обслуживание проводов;

- отсутствие внутренней коррозии;

- меньшее повреждение провода при разрушении наружных проволок;

- легче монтаж на существующие конструкции;

- соответствие международным стандартам и др.

Провода АААС-Z261 производятся ООО «Ламифил» (дочернее предприятие LAMIFIL - Бельгия) на заводе в г. Углич Ярославской области, построенном в 2013 г.

Электрические расчёты для всех рассмотренных вариантов выполнены при уровне нагрузки зимнего вечернего максимума к.д.з. 2014 г.

Вариант 1 (предложен АО «Геотерм») - ввод ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Толмачёвская ГЭС-2, ВЛ 110 кВ Толмачёвская ГЭС-3 - Апача и 2-го АТ на ПС Авача.

Принципиальные схемы и режимы электрической сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС для варианта 1 приведены ниже по этапам на рисунках 1.1, 1.2, 1.3.

Для осуществления варианта 1 СВМ требуется выполнить следующий объём электросетевого строительства по этапам:

1 этап – без расширения Мутновских ГеоЭС (Руст.=62 МВт)

- ввод ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Толмачёвская ГЭС-2 (АААС-Z261, 60 км);

- на Толмачёвской ГЭС-2 – сооружение КРУЭ 220 кВ с установкой АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА;

- на ПС Авача - установка 2-го АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА;

- на Мутновской ГеоЭС-1 - расширение ЗРУ 220 кВ на 1 линейную ячейку с выключателем;

- вторая ВЛ 110 кВ Толмачёвская ГЭС-3 – Апача (АС-150, 55 км).

- расширение РУ 110 кВ Толмачёвской ГЭС-3 и РУ 110 кВ ПС Апача на 1 линейную ячейку с выключателем.

Следует отметить, что усиление сети на участке от Толмачёвской ГЭС-3 до ПС 110 кВ Апача предлагается путём ввода второй ВЛ 110 кВ (АС-150), а не замены провода на действующей ВЛ 110 кВ (АС-150 на АС-240), так как при увеличении генерирующей мощности Мутновских ГеоЭС с вводом ГеоЭС-2 пропускная способность одной этой ВЛ не обеспечит требуемый поток мощности в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача (рис. 1.3).

Результаты электрических расчётов, которые выполнены при выдаче мощности Мутновскими ГеоЭС – 52 МВт, Толмачёвскими ГЭС – 45 МВт, показывают следующее:

- вариант 1 СВМ МГеоЭС позволяет выдать всю располагаемую мощность МГеоЭС и Толмачёвских ГЭС в нормальных и послеаварийных режимах отключения одного элемента сети;

- в нормальном режиме загрузка ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача составляет 70 МВт, по ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Толмачёвская ГЭС-2 передаётся мощность величиной 11 МВт в направлении от Толмачёвских ГЭС к МГеоЭС (рис. 1.1);

- ввод второй ВЛ 110 кВ Толмачёвская ГЭС-3 – Апача позволяет предотвратить недопустимую перегрузку существующей ВЛ 110 кВ на этом направлении (500 А при длительно допустимой токовой загрузке 450 А) в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача (рис. 1.2);

- установка второго АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА на ПС Авача позволяет предотвратить недопустимую перегрузку существующего АТ-63 МВА в режиме отключения ВЛ 110 кВ Толмачёвская ГЭС-3 – Апача, которая составляет 66 % (рис. 1.2) при допустимой ПУЭ кратковременной перегрузке трансформаторов сверх номинального тока - 30 %.

2 этап – ввод Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт

Для обеспечения выдачи мощности Мутновских ГеоЭС ($\Sigma P_{расп.} = 112$ МВт) и Толмачёвских ГЭС в нормальных и послеаварийных режимах отключения одного элемента сети требуется дополнительное усиление СВМ МГеоЭС, которое предусматривает следующий объём электросетевого строительства:

- ввод вторых ВЛ 110 кВ на участках: Толмачёвская ГЭС-2 – ГЭС-3 (АС-150, 4,5 км), Апача – Развилка (АС-240, 49,7 км), Развилка – Елизово (АС-240, 94 км);

- на Толмачёвской ГЭС-2 – установить второй АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА;

- на ПС Авача - установить третий АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА, расширить РУ 220 и РУ 110 кВ на 1 ячейку с выключателем;

- на ПС 110 кВ: Апача, Елизово и на Толмачёвских ГЭС-2, ГЭС-3 расширить РУ 110 кВ на 1 линейную ячейку с выключателем;

- на ПС 110 кВ Развилка расширить РУ 110 кВ на 2 ячейки с выключателями.

Выполненные электрические расчёты показывают, что с вводом МГеоЭС-2: рассмотренная схема обеспечивает выдачу располагаемой мощности Мутновских ГеоЭС, а также Толмачёвских ГЭС в нормальных и послеаварийных режимах:

1. В нормальном режиме зимнего максимума при полной схеме сети (рис. 1.1):

- переток мощности по ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача возрастает до 101 МВт;

- переток мощности по ВЛ 220 кВ МГеоЭС - Толмачёвская ГЭС-2 – составляет 6,5 МВт;

2. В послеаварийных режимах (рис. 1.3):

- ввод вторых ВЛ 110 кВ на участках: Толмачёвская ГЭС-2 – ГЭС-3, Апача – Развилка, Развилка – Елизово позволяет предотвратить недопустимую перегрузку

существующих ВЛ 110 кВ на этих участках в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача. При отсутствии вторых ВЛ 110 кВ загрузка действующих ВЛ 110 кВ на указанных участках превышает допустимую:

Наименование ВЛ 110 кВ	Сечение провода	Загрузка ВЛ, А	
		Длительно допустимая	В режиме
Толмачёвская ГЭС-2 – ГЭС-3	АС-150	450	672
Апача – Развилка	АС-240	610	767
Развилка - Елизово	АС-240	610	728

- установка второго АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА на Толмачёвской ГЭС-2 позволяет предотвратить недопустимую перегрузку первого АТ-63 МВА (на 82 %) в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача;

- установка третьего АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА на ПС Авача позволяет предотвратить недопустимую перегрузку одного из АТ-63 МВА на ПС Авача (на 55 %) в послеаварийном режиме отключения второго АТ.

Схема электрических соединений сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.

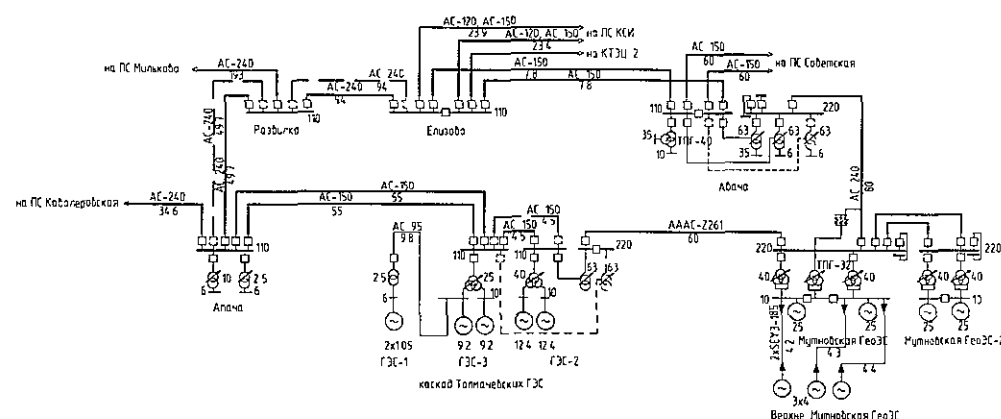
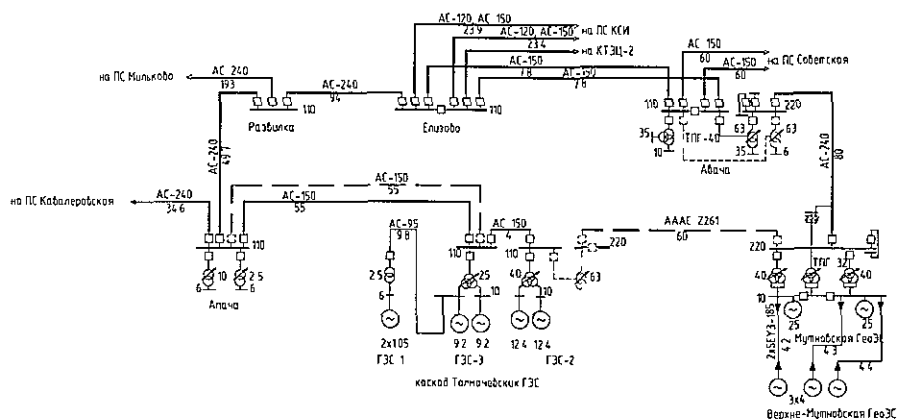
Вариант 1 усиления схемы выдачи мощности МГеоЭС с сооружением электросетевых объектов для 2-х этапов

1 этап - без расширения МГеоЭС

Ввод ВЛ 220 кВ МГеоЭС – ГЭС-2, 2-ой ВЛ 110 кВ ГЭС-3 –Апача, 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача

2 этап - ввод МГеоЭС-2 (50 МВт)

Ввод вторых ВЛ 110 кВ на участках ГЭС-2 – ГЭС-3, Апача – Развилка, Развилка – Елизаово и 3-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Потоки мощности и уровни напряжения в сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.

Зимний максимум нагрузки 2014 г. (1 этап), 2020 г. (2 этап).

Нормальные режимы. Выдача располагаемой мощности Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.

Этап I

Этап II

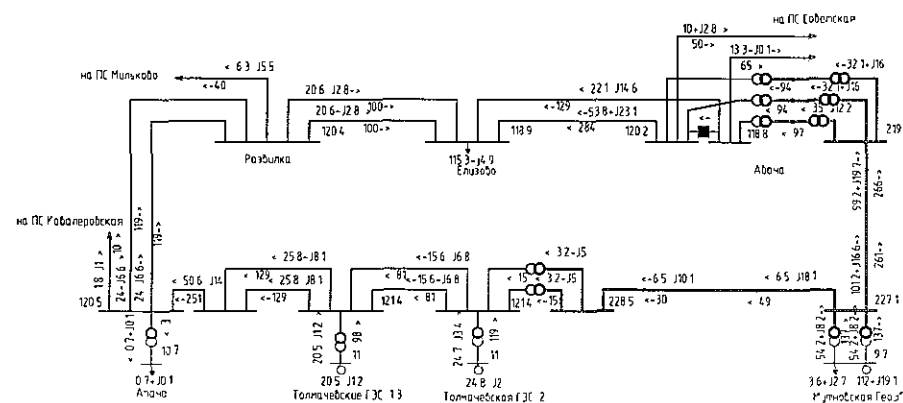
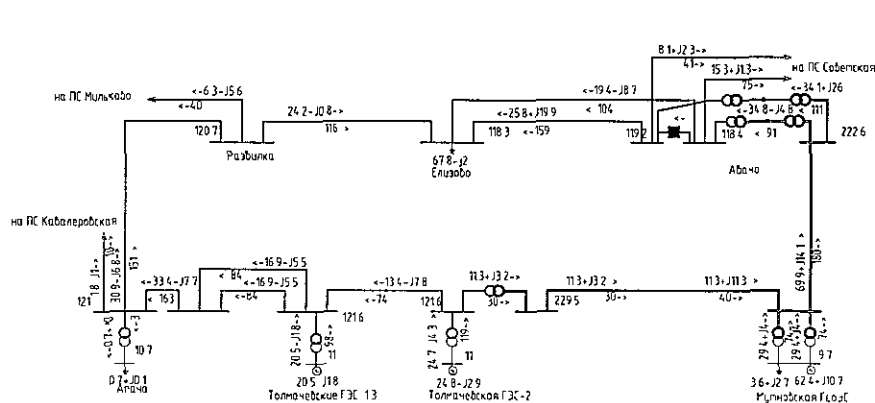


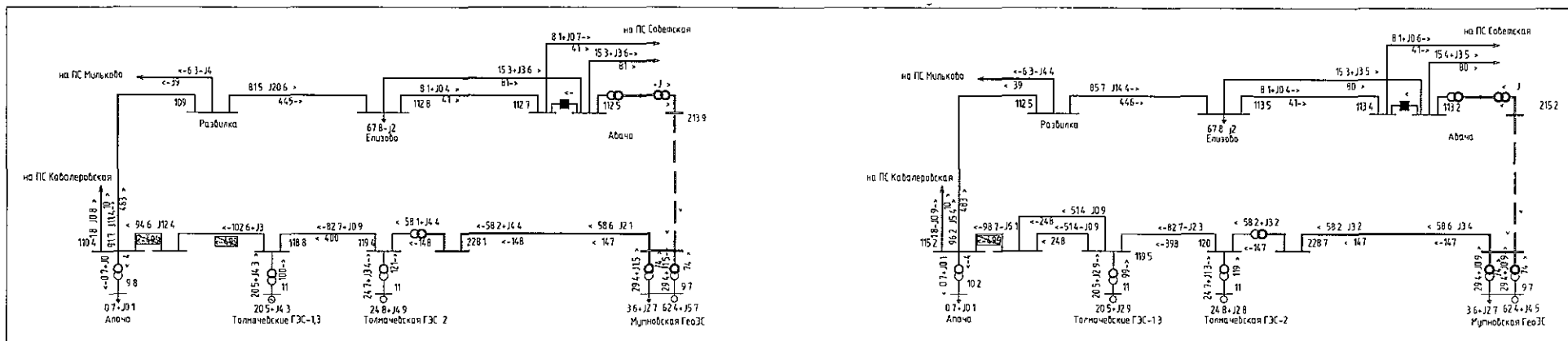
Рисунок 1.1

Режимы, обосновывающие схему 1-го этапа Варианта 1

Послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача

без ввода второй ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 – Апача

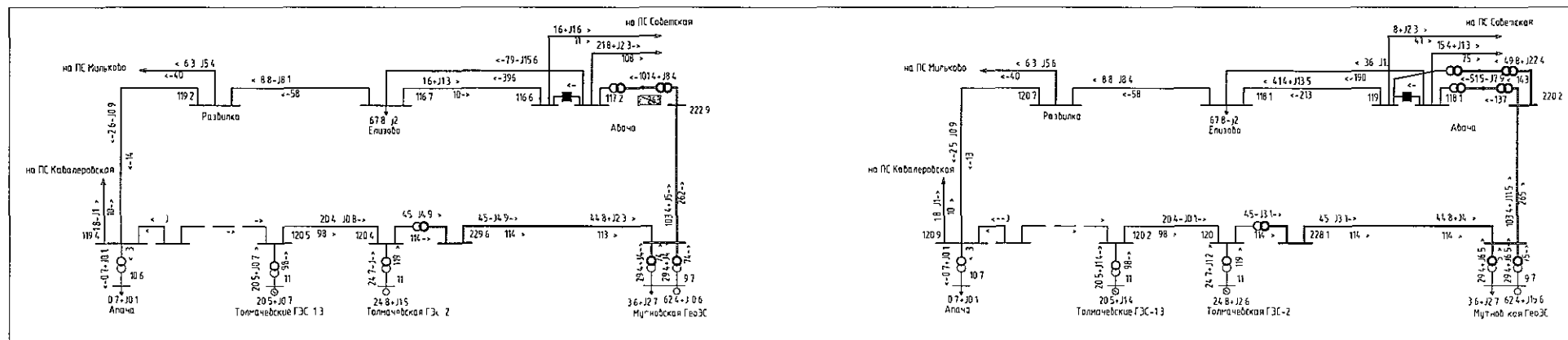
с вводом второй ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 – Апача



Послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 - Апача

без ввода 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача

с вводом 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Примечание
 - нагрузка элемента превышает допустимую

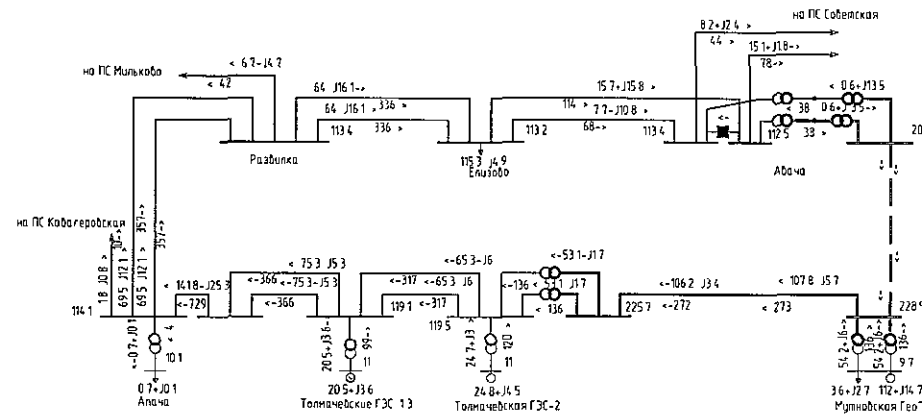
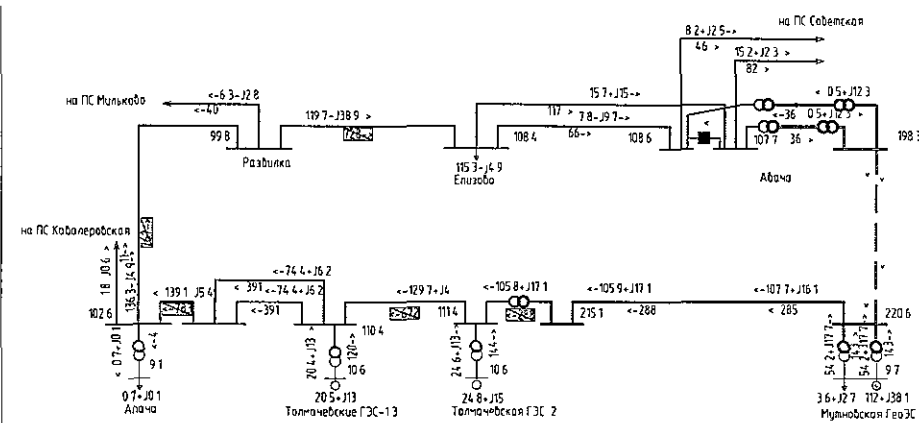
Рисунок 1.2

Режимы, обосновывающие схему 2-го этапа Варианта 1

Послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача

без ввода вторых ВЛ 110 кВ на участке Апача-Развилка-Елизово

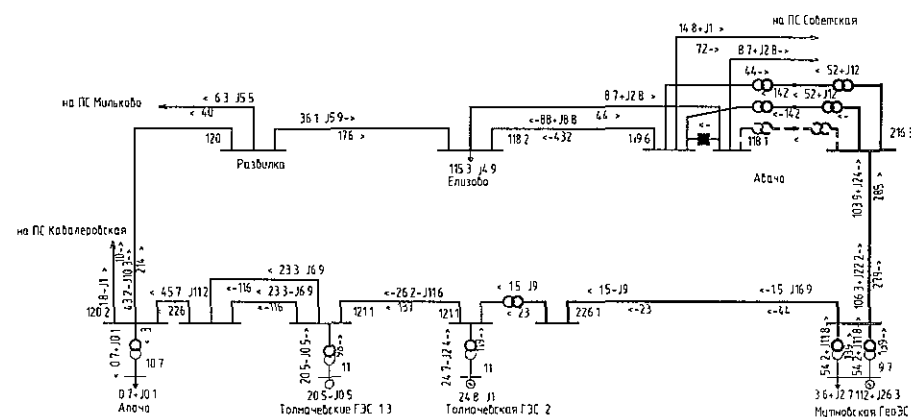
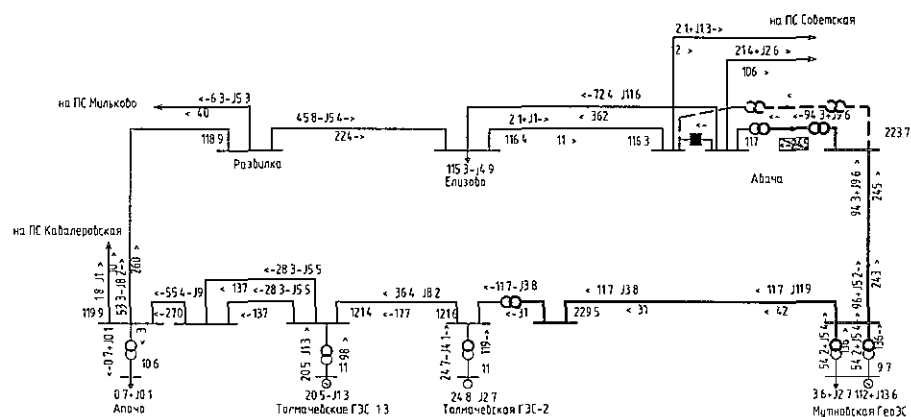
с вводом вторых ВЛ 110 кВ на участке Апача-Развилка-Елизово



Послеаварийный режим отключения одного АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Авача

без ввода 3-го АТ-63 МВА на ПС Авача

с вводом 3-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Примечание
См рис 12

Рисунок 1.3

Вариант 2 (предложен филиалом ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС») - ввод второй ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача и 2-го АТ на ПС Авача.

Принципиальные схемы и режимы электрической сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС для варианта 2 приведены ниже по этапам на рисунках 2.1, 2.2, 2.3.

Для осуществления варианта 2 СВМ требуется выполнить следующий объём электросетевого строительства по этапам:

1 этап – без расширения Мутновских ГеоЭС

- ввод второй ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС – Авача № 2 (АААС-Z261, 80 км) по трассе параллельной существующей ВЛ Мутновская ГеоЭС – Авача № 1;

- на ПС Авача - установка 2-го АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА и ячейки с выключателем в РУ 220 кВ;

- на Мутновской ГеоЭС-1 - расширение ЗРУ 220 кВ на 1 линейную ячейку с выключателем;

- на ПС Авача - расширение РУ 220 и 110 кВ на 1 линейную ячейку с выключателем.

Результаты электрических расчётов показывают следующее:

- вариант 2 СВМ МГеоЭС позволяет выдать всю располагаемую мощность МГеоЭС в нормальных и послеаварийных режимах отключения одного элемента сети;

- в нормальном режиме загрузка каждой ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача составляет 29 МВт (рис. 2.1);

- установка на ПС Авача второго АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА позволяет предотвратить «запирание» мощности Мутновских ГеоЭС в послеаварийном режиме отключения единственного АТ-63 МВА на ПС Авача.

2 этап – ввод Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт

Для обеспечения выдачи мощности Мутновских ГеоЭС ($\Sigma P_{расп.} = 112$ МВт) в нормальных и послеаварийных режимах отключения одного элемента сети в варианте 2 требуется на ПС Авача установить третий АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА с расширением РУ 220 и 110 кВ на 1 линейную ячейку с выключателем.

Выполненные электрические расчёты показывают, что с вводом МГеоЭС-2: рассмотренная в варианте 2 схема обеспечивает выдачу располагаемой мощности Мутновских ГеоЭС в нормальных и послеаварийных режимах:

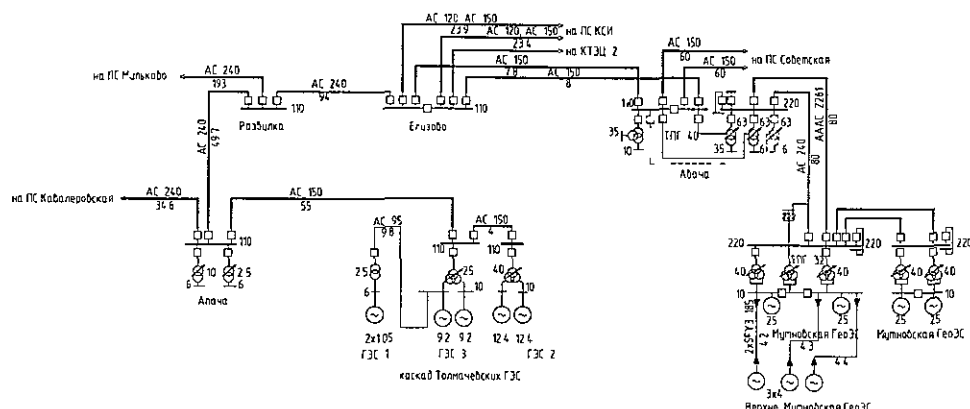
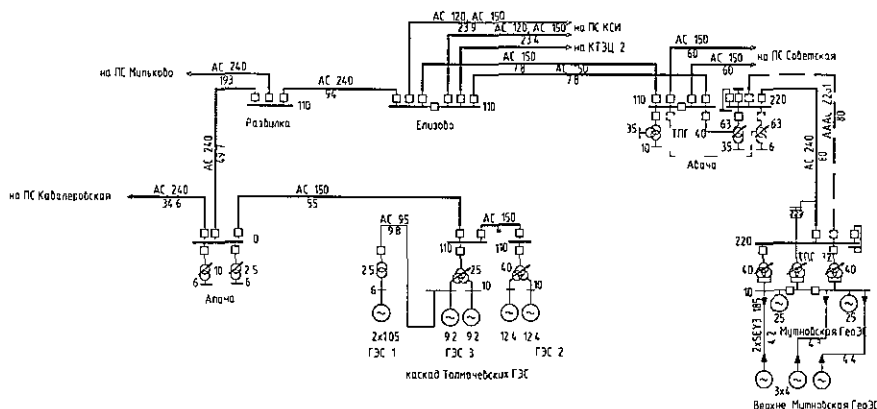
1. В нормальном режиме зимнего максимума при полной схеме сети переток мощности по двум ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача возрастает до 2×54 МВт (рис. 2.1);

2. В послеаварийных режимах отключения одного из АТ-63 МВА на ПС Авача загрузка двух остальных АТ ниже номинальной и составляет 2×146 А. При отсутствии 3-го АТ на ПС Авача, второй АТ в этом послеаварийном режиме перегружается на 75 % сверх номинального тока, что не допустимо (рис. 2.3).

Схема электрических соединений сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.
 Вариант 2 усиления схемы выдачи мощности МГеоЭС с сооружением электросетевых объектов для 2-х этапов

1 этап - без расширения МГеоЭС
 Ввод второй ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача,
 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача

2 этап - ввод МГеоЭС-2 (50 МВт)
 Ввод 3-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Потоки мощности и уровни напряжения в сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.

Зимний максимум нагрузки 2014 г. (1 этап), 2020 г. (2 этап).

Нормальные режимы. Выдача располагаемой мощности Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.

Этап I

Этап II

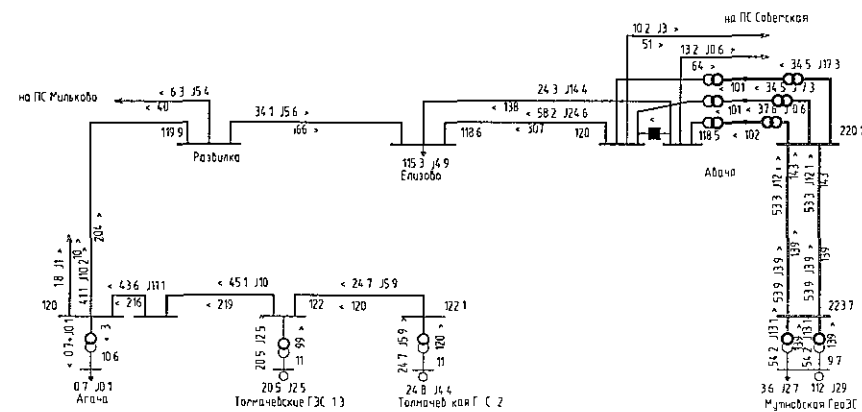
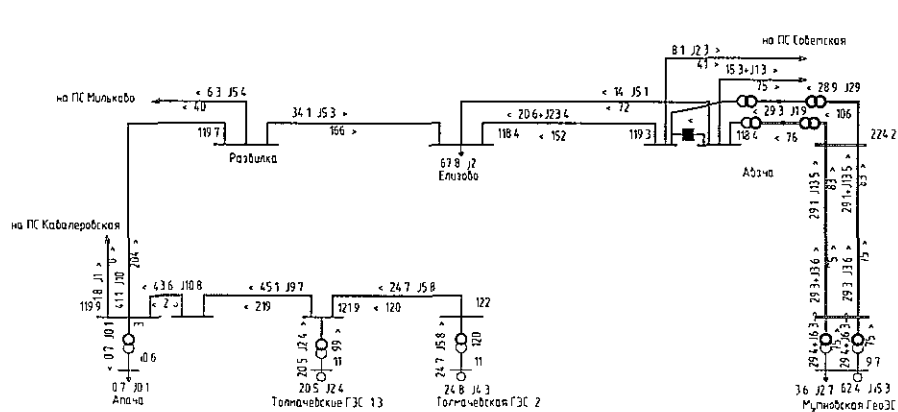
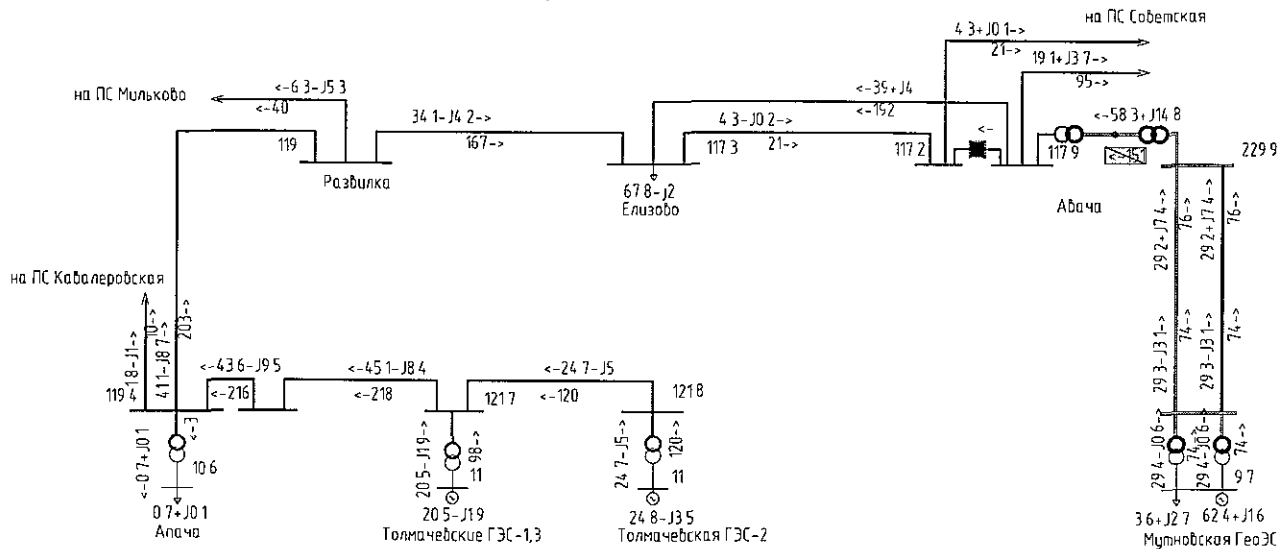


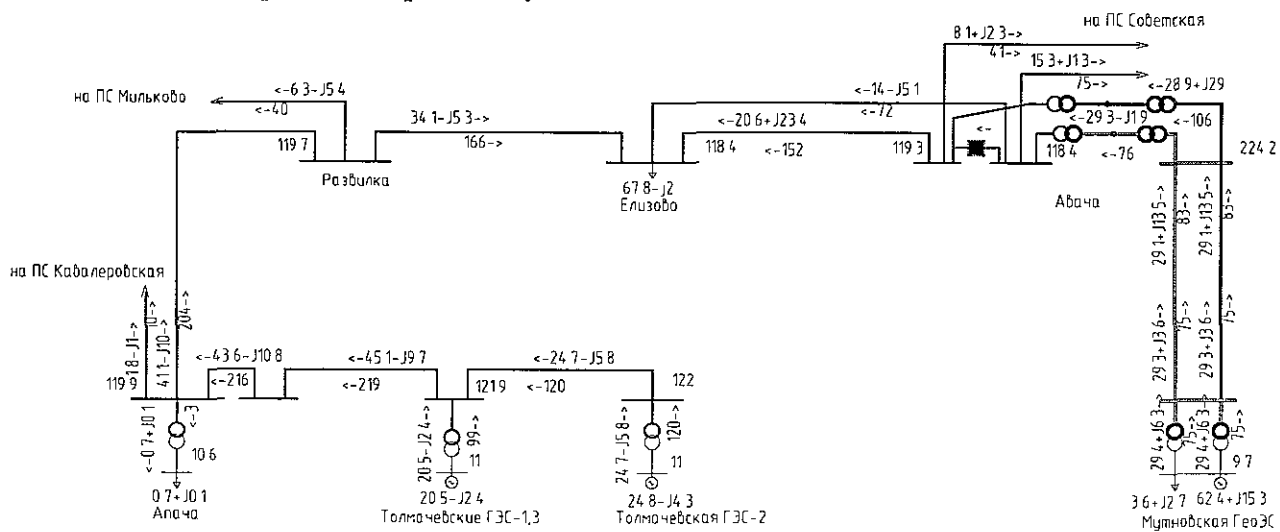
Рисунок 2.1

Режимы, обосновывающие схему 1-го этапа Варианта 2

Нормальный режим без установки 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Нормальный режим с установкой 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача



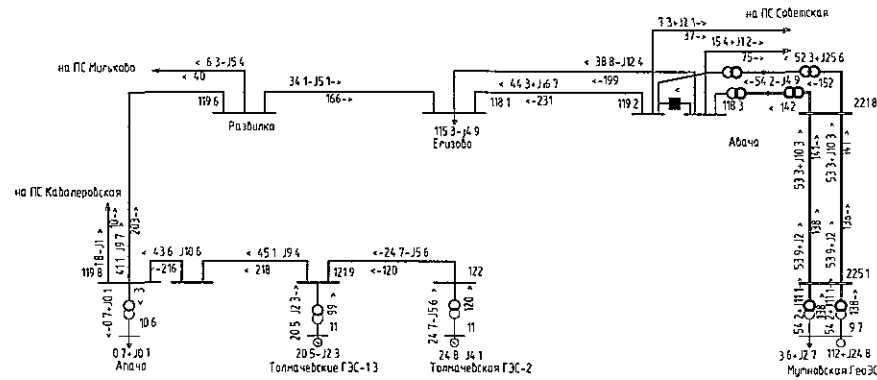
Примечание:
См. рис. 1.2

Рисунок 2.2

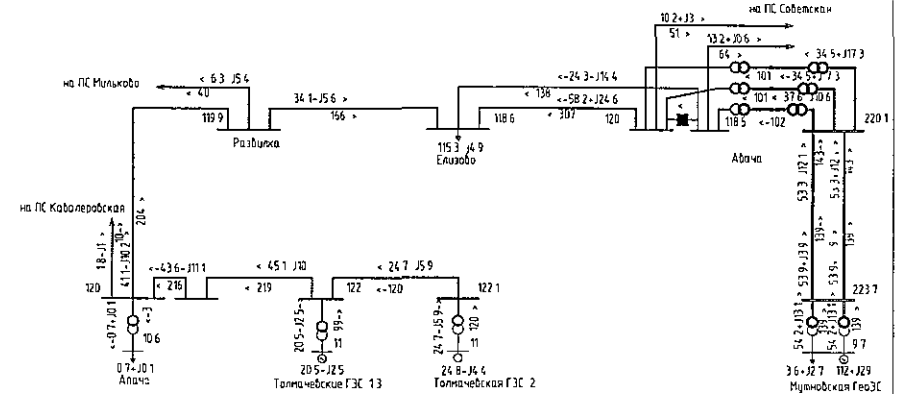
Режимы, обосновывающие схему 2-го этапа Варианта 2

Нормальный режим

без ввода 3-го АТ-63 МВА на ПС Авача

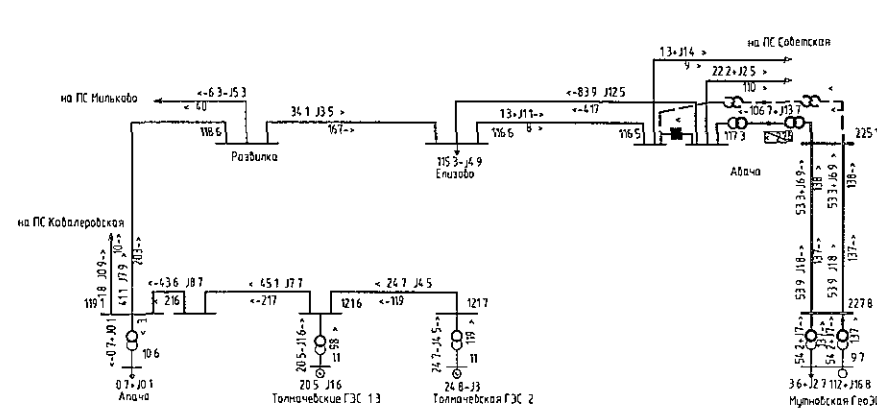


с вводом 3-го АТ-63 МВА на ПС Авача

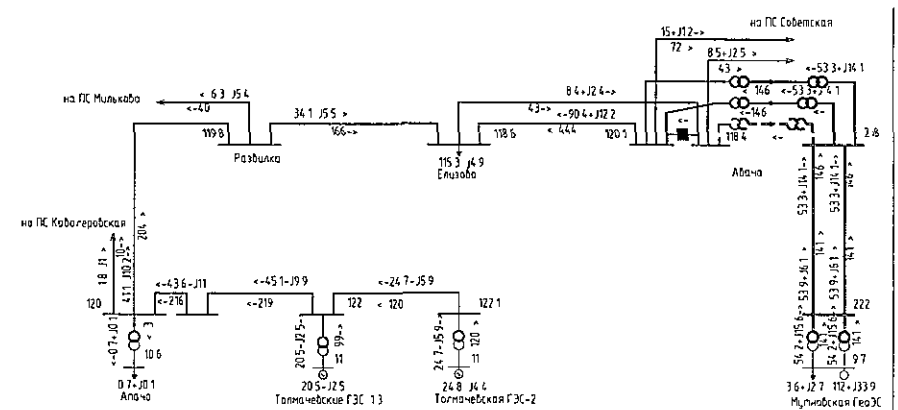


Послеаварийный режим отключения одного АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Авача

без ввода 3-го АТ-63 МВА на ПС Авача



с вводом 3-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Примечание
См рис. 1.2

Рисунок 2.3

Вариант 3 (предложен филиалом ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС») - ввод ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Апача и 2-го АТ на ПС Авача.

Принципиальные схемы и режимы электрической сети 110-220 кВ района размещения Мутновских ГеоЭС для варианта 3 приведены ниже по этапам на рисунках 3.1, 3.2, 3.3.

Для осуществления варианта 3 СВМ требуется выполнить следующий объём электросетевого строительства по этапам:

1 этап – без расширения Мутновских ГеоЭС

- ввод ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Апача (АААС-Z261, 115 км);
- на Мутновской ГеоЭС-1 - расширение ЗРУ 220 кВ на 1 линейную ячейку с выключателем;
- на ПС Апача - сооружение КРУЭ 220 кВ с установкой АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА и расширением РУ 110 кВ на 1 ячейку с выключателем;
- на ПС Авача - установка 2-го АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА и расширение РУ 220 кВ и РУ 110 кВ на 1 ячейку с выключателем.

Результаты электрических расчётов показывают следующее:

- СВМ МГеоЭС, рассмотренная в варианте 3, позволяет выдать всю располагаемую мощность МГеоЭС в нормальных и послеаварийных режимах отключения одного элемента сети;

- в нормальном режиме загрузка ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача составляет 66 МВт, по ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Апача передаётся мощность величиной 7 МВт в направлении от ПС Апача до МГеоЭС (рис. 3.1);

- установка на ПС Авача второго АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА позволяет предотвратить недопустимую перегрузку существующего АТ-63 МВА (251 А при номинальной токовой загрузке 158 А) в послеаварийном режиме отключения ВЛ 110 кВ Апача – Развилка (рис. 3.2).

2 этап – ввод Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт

Для обеспечения выдачи мощности Мутновских ГеоЭС ($\Sigma P_{расп.} = 112$ МВт) в нормальных и послеаварийных режимах отключения одного элемента сети требуется дополнительное усиление СВМ МГеоЭС, которое предусматривает следующий объём электросетевого строительства:

- перевести ВЛ 110 кВ Апача – Развилка и Развилка – Авача на номинальное напряжение 220 кВ;

- на ПС Развилка соорудить РУ 220 кВ по схеме «мостик» с выключателями в цепях линий, установить АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА;

- на ПС Апача расширить РУ 220 на 1 ячейку с выключателем;

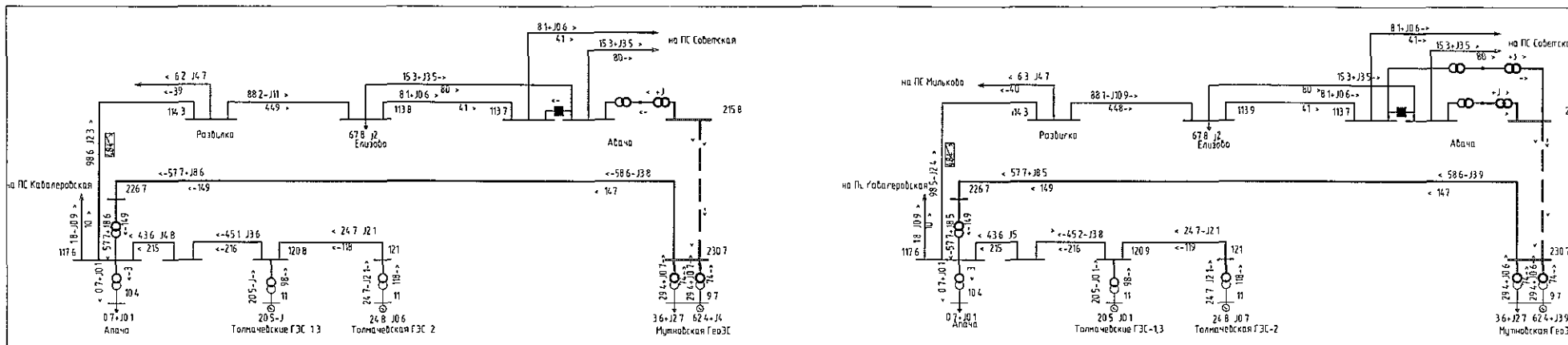
- на ПС Авача установить два дополнительных АТ 220/110 кВ мощностью по 63 МВА каждый и расширить РУ 220 и РУ 110 кВ на 3 ячейки с выключателями.

Режимы, обосновывающие схему 1-го этапа Варианта 3

Послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача

без ввода 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача

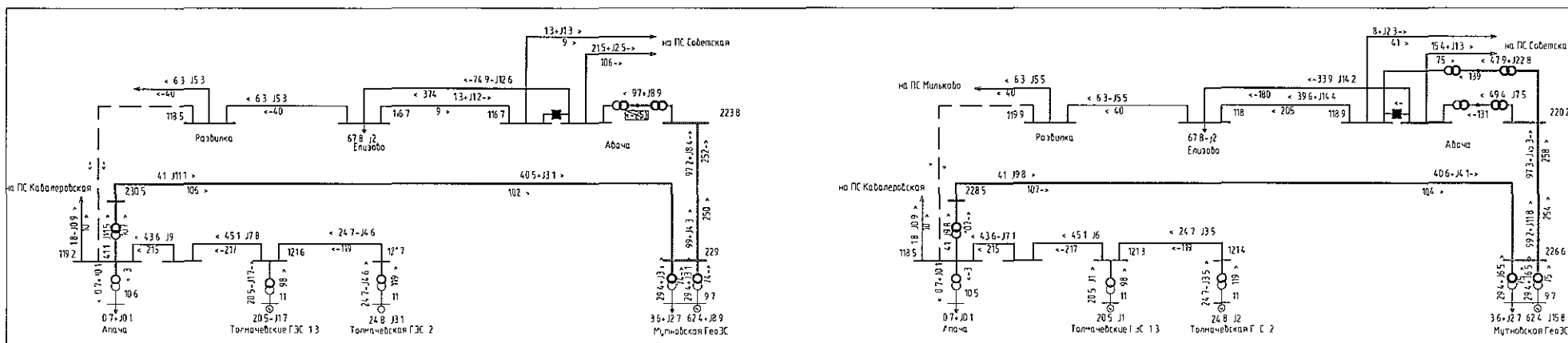
с вводом 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Послеаварийный режим отключения ВЛ 110 кВ Апача – Развилка

без ввода 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача

с вводом 2-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Примечание
См рис 12

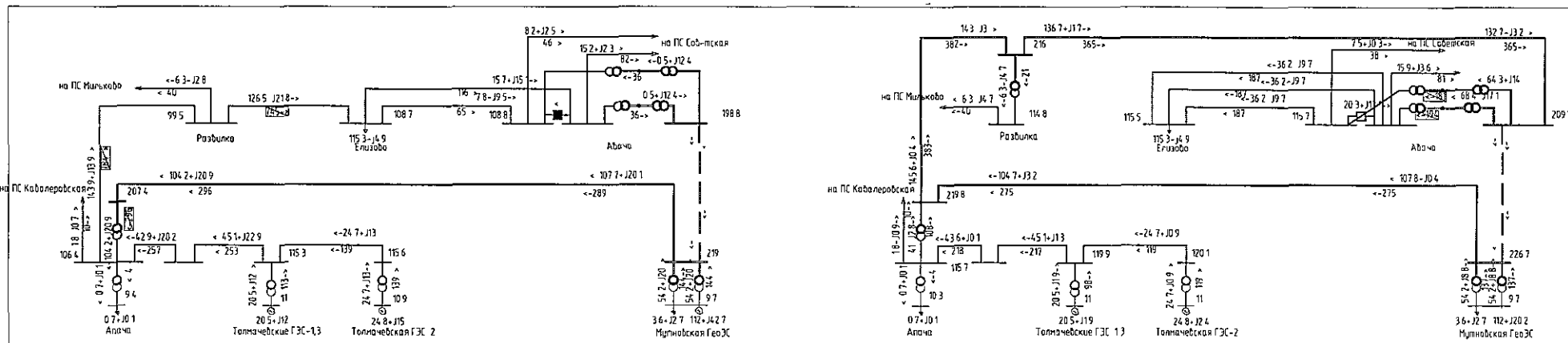
Рисунок 3.2

Режимы, обосновывающие схему 2-го этапа Варианта 3

Послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача

без перевода на напряжение 220 кВ
ВЛ 110 кВ Апача-Развилка-Елизово-Авача

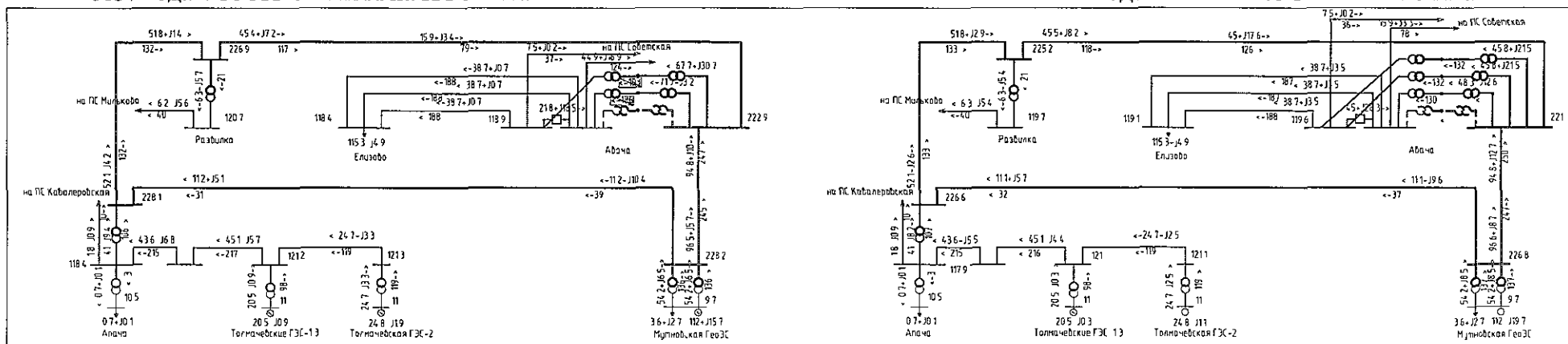
с переводом на напряжение 220 кВ
ВЛ 110 кВ Апача-Развилка-Елизово-Авача



С переводом на напряжение 220 кВ ВЛ 110 кВ Апача-Развилка-Елизово-Авача
Послеаварийный режим отключения одного АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Авача

без ввода 4-го АТ-63 МВА на ПС Авача

с вводом 4-го АТ-63 МВА на ПС Авача



Примечание
См рис 12

Рисунок 3.3

Выполненные электрические расчёты показывают, что с вводом МГеоЭС-2 рассмотренная в варианте 3 схема обеспечивает выдачу располагаемой мощности МГеоЭС, а также Толмачёвских ГЭС в нормальных и послеаварийных режимах:

3. в нормальном режиме зимнего максимума при полной схеме сети переток мощности по ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача возрастает до 96,6 МВт, по ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Апача составляет 11 МВт (рис. 3.2);

4. в послеаварийных режимах:

- перевод ВЛ 110 кВ Апача – Развилка и Развилка – Елизово на номинальное напряжение 220 кВ позволяет предотвратить недопустимую перегрузку этих ВЛ 110 кВ (784 и 745 А соответственно при длительно допустимой токовой загрузке 610 А) в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача (рис. 3.3);

- установка на ПС Авача третьего АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА позволяет предотвратить недопустимую загрузку двух АТ-63 МВА в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача, которая составляет 194 А и 181 А соответственно (рис. 3.3) при номинальной токовой загрузке АТ - 158 А;

- установка на ПС Авача четвёртого АТ 220/110 кВ мощностью 63 МВА позволяет предотвратить недопустимую перегрузку двух АТ-63 МВА в послеаварийном режиме отключения третьего АТ-63 МВА, так как их загрузки составят 193 А и 186 А соответственно (рис. 3.3) при номинальной токовой загрузке АТ - 158 А.

Для определения и выбора наиболее оптимального из рассмотренных вариантов усиления схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС выполнена оценка капиталовложений, требуемых в осуществление вариантов (по укрупнённым стоимостным показателям в ценах 1 квартала 2016 г.).

Технико-экономические показатели рассмотренных вариантов по этапам приведены ниже в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1

Технико-экономические показатели в варианты усиления СВМ Мутновских ГеоЭС
1 этап – без расширения Мутновских ГеоЭС (Руст.=62 МВт)

Элементы сети	Единица изм	Стоимость единицы, (в ценах I квартала 2016 г) млн руб	Вариант 1		Вариант 2 (рекомендуемый)		Вариант 3			
			Строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Толмачевская ГЭС-2 со строительством второй ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 - Апача		Строительство второй ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Апача		Строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Апача с развитием сети 220 кВ			
			кол-во	общая стоимость, млн руб (цены I кв 2016г.)	кол-во	общая стоимость, млн руб (цены I кв 2016г.)	кол-во	общая стоимость, млн руб (цены I кв 2016г.)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Капитальные вложения										
Строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Апача (АААС-2261)	км	25,3							115	2909,5
Строительство второй ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Апача (АААС-2261)	км	25,8				80	2064,0			
Строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Толмачевская ГЭС-2 (АААС-2261)	км	25,3	60,00	1518,00						
Строительство второй ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 - Апача (АС-150)	км	10,6	55,00	583,00						
<i>Итого по ВЛ</i>	млн руб			2101,00			2064,0			2909,5
Строительство КРУЭ 220 кВ на Толмачевской ГЭС-2 с установкой одного АТ-63 МВА	млн руб.	1207,3	1	1207,30						
Строительство КРУЭ 220 кВ на ПС 110 кВ Апача с установкой одного АТ-63 МВА	млн руб.	1207,3						1	1207,3	
Установка второго АТ-63 МВА на ПС 220/110 кВ Апача с выключателями	шт	700,3	1	700,30	1	700,3		1	700,3	
Расширение КРУЭ 220 кВ Мутновской ГеоЭС на одну линейную ячейку	шт	275,80	1	275,80	1	275,8		1	275,8	
Расширение КРУЭ 220 кВ ПС 220/110 кВ Апача на одну линейную ячейку	шт	275,80			1	275,8				
Расширение КРУЭ 110 кВ Толмачевской ГЭС-3 на одну линейную ячейку	шт.	152,60	1	152,6						
Расширение КРУЭ 110 кВ Апача на одну линейную ячейку	шт.	152,60	1	152,6						
<i>Итого по ПС</i>	млн руб.			2488,6		1251,9			2183,4	
Всего капиталовложений	млн руб.			4589,60		3315,9			5092,9	

Таблица 1.2

Технико-экономические показатели в варианты усиления СВМ Мутновских ГеоЭС
2 этап – ввод Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт

Элементы сети	Единица изм.	Стоимость единицы, (в ценах I квартала 2016 г.) млн. руб.	Вариант 1		Вариант 2 (рекомендуемый)		Вариант 3	
			Строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Толмачевская ГЭС-2 с развитием сети 110 кВ		Строительство второй ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача		Строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Апача с развитием сети 220 кВ	
			кол-во	общая стоимость, млн.руб (цены I кв. 2016г.)	кол-во	общая стоимость, млн.руб (цены I кв. 2016г.)	кол-во	общая стоимость, млн.руб (цены I кв. 2016г.)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Капитальные вложения								
Строительство второй ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-2 - Толмачевская ГЭС-3 (АС-150)	км	10,6	4,5	47,7				
Строительство второй ВЛ 110 кВ Апача - Развилка (АС-240)	км	11,8	49,7	586,5				
Строительство второй ВЛ 110 кВ Развилка - Елизово (АС-240)	км	11,8	94	1109,2				
<i>Итого по ВЛ</i>	млн.руб.			1743,36		0,0		0,0
Строительство КРУЭ 220 кВ на ПС 110 кВ Развилка с установкой одного АТ-63 МВА	млн.руб.	1329,9					1	1329,9
Установка АТ-63 МВА на ПС 220/110 кВ Авача с выключателями	шт.	700,3	1	700,30	1	700,3	2	1400,6
Установка второго АТ-63 МВА на Толмачевской ГЭС-2	шт.	424,5	1	424,50				
Расширение КРУЭ 110 кВ Толмачевской ГЭС-2, ГЭС-3, ПС 110/6 кВ Апача, ПС 110 кВ Развилка и ПС 110/35/10 кВ Елизово на одну линейную ячейку	шт.	152,6	6	915,60				
Расширение КРУЭ 220 кВ на ПС 220/110 Апача на одну линейную ячейку	шт.	275,8					1	275,8
Расширение КРУЭ 220 кВ на ПС 220/110 Авача на одну линейную ячейку	шт.	275,8					1	275,8
Расширение КРУЭ 110 кВ на ПС 220/110 Авача на одну линейную ячейку	шт.	152,6					1	152,6
<i>Итого по ПС</i>	млн. руб.			2040,4		700,3		3434,7
Всего капиталовложений	млн.руб.			3783,80		700,3		3434,7

Сводный объём электросетевого строительства и суммарные капиталовложения, требуемые в осуществление вариантов 1, 2, 3, приведены ниже в таблице 2.

Таблица 2

Сводный объём электросетевого строительства и капвложения в варианты усиления схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС по этапам

Наименование	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
	1 этап	2 этап	1 этап	2 этап	1 этап	2 этап
1. Протяжённость вводимых ВЛ, км	115	148,2	80	-	115	-
в том числе: - ВЛ 220 кВ	60	148,2	80	-	115	-
- ВЛ 110 кВ	55	-	-	-		
2. Мощность вводимых АТ 220/110 кВ, шт.хМВА	1х63	1х63	1х63	1х63	1х63	2х63
3. Ячейки с выключателями, устанавливаемые на расширяемых ПС, шт.	3 яч.	6 яч.	3 яч.	2 яч.	5 яч.	10 яч.
в том числе: - 220 кВ	1 яч.	1 яч.	2 яч.	1 яч.	3 яч.	7 яч.
- 110 кВ	2 яч.	5 яч.	1 яч.	1 яч.	2 яч.	3 яч.
4. Ячейки с выключателями, устанавливаемые на РУ электростанций, шт.	5 яч.	3 яч.	1 яч.	-	1 яч.	-
в том числе: - ВЛ 220 кВ	3 яч.	-	1 яч.	-	1 яч.	-
- ВЛ 110 кВ	2 яч.	3 яч.	-	-	-	-
Капиталовложения, млн. руб.	4589,6	3783,8	3315,9	700,3	5092,9	3434,7
Капиталовложения всего по 1 и 2 этапам	8373,4		4016,2		8527,6	

Выполненные проработки выявили следующие достоинства и недостатки рассмотренных вариантов усиления схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС:

Наименование	Достоинства вариантов	Недостатки вариантов
Вариант 1	- обеспечивает повышение надёжности СВМ и Толмачёвских ГЭС; - требует меньших капиталовложений, чем вариант 3 на 1 этапе (МГеоЭС – 62 МВт)	- требует большего объёма электросетевого строительства и капвложений на 2 этапе (МГеоЭС-112 МВт) по сравнению с вариантами 2 и 3
Вариант 2	- требует значительно меньшего объёма сетевого строительства и капвложений по сравнению с вариантами 1 и 3 ≈ на 40-45 % на 1 этапе и в 5-7 раз на 2 этапе; - не требуется строительство дополнительных ВЛ на 2 этапе	- трасса второй ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача № 2 проходит параллельно трассе действующей ВЛ 220; - не обеспечивается повышение надёжности СВМ Толмачёвских ГЭС
Вариант 3	- обеспечивает повышение надёжности СВМ и Толмачёвских ГЭС; - требует меньшего объёма сетевого строительства и капиталовложений, чем вариант 1 на 2 этапе (без строительства новых ВЛ)	- требует большего объёма сетевого строительства и капвложений на 1 этапе по сравнению с вариантами 1 и 2; - требует значительного расширения ПС Авача на 2 этапе с увеличением количества АТ-63 МВА до 4-х

Исходя из результатов выполненных проработок, наиболее оптимальным является вариант 2 усиления схемы выдачи мощности существующих Мутновских ГеоЭС (с вводом 2-ой ВЛ 220 кВ МГеоЭС - Авача), для осуществления которого требуется меньший объём электросетевого строительства и капиталовложений по сравнению с

другими вариантами. Кроме того, вариант 2 требует минимум сетевого строительства и затрат при увеличении генерирующей мощности Мутновских ГеоЭС до 112 МВт (с учётом ввода Мутновской ГеоЭС-2 мощностью 50 МВт).

1 этап – без расширения Мутновских ГеоЭС

Для варианта 2 (1 этап) усиления схемы выдачи мощности существующих Мутновских ГеоЭС выполнена предварительная оценка экономической эффективности электросетевого объекта – ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача с ПС 220/110 кВ Авача (расширение) в соответствии с п. 5.39 «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» (2003г.).

Оценка капитальных вложений в сооружение ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширение ПС 220/110 кВ Авача (с установкой 2-го АТ-63 МВА) проведена по «Укрупнённым стоимостным показателям линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324тм-т1, утвержденному Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 г. № 385 (в редакции Приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 г. № 477) в ценах на 1-й квартал 2016 г. и в прогнозных ценах.

Пересчёт капитальных затрат в цены 1-го квартала 2016 г. выполнен в соответствии с Приложением к письму Минстрой России от 19 февраля 2016 г. № 4688-ХМ/05.

За базисный уровень цен принят уровень цен 2000 г., без учета НДС.

Сроки сооружения обосновываемых электросетевых объектов 220 кВ приняты по стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередач 35-1150 кВ», который утверждён и введён в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 01.06.2012 № 302.

Оценка экономической эффективности обосновываемого электросетевого объекта – ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширение ПС 220/110 кВ Авача выполнена, исходя из эффекта снижения у АО «Геотерм» ущерба от недовыработки электроэнергии Мутновскими ГеоЭС, которая составляет порядка 28,25 млн. кВт.час, в том числе (по данным АО «Геотерм»):

- порядка 7 млн. кВт.час по причине аварийных отключений ВЛ 220 кВ, плавков гололеда, внеплановых выводов в ремонт ВЛ;
- порядка 21,25 млн.кВт.час. по причине ежегодного вывода ВЛ в плановый ремонт.

На стадии экономического обоснования рассмотрены следующие варианты:

- сетевой вариант – сооружение – ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача протяженностью 80 км с расширением ПС 220/110 кВ Авача (63 МВА);
- альтернативный вариант – «Ущерб» - компенсация ущерба АО «Геотерм» в связи с ежегодной недовыработкой электроэнергии МГеоЭС.

Общая характеристика ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширяемой ПС 220/110 кВ Авача представлена в таблице 2.

Таблица 2

Общая характеристика ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширяемой ПС 220/110 кВ Авача

Наименование электросетевых объектов	Год ввода	Проектные показатели		Технические показатели ВЛ и ПС
		Длина ВЛ, км	АТ, штхМВА, ячейка, шт.	
Одноцепная ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС – Авача Установка на ПС Авача: - 2-го АТ-63 МВА - 1 ячейку с выкл. в РУ 220 кВ - 1 ячейку с выкл. в РУ 110 кВ Установка на МГеоЭС 1 лин. яч.	2019	80	-	количество цепей ВЛ – 1 материал опор - сталь провод - АААС-Z261
	2019	-	1х63	
	2019	-	1яч. 220кВ 1яч. 110кВ	элегазовые элегазовая
			1 яч. 220кВ	

Расчёт капиталовложений в сооружение ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширяемой ПС 220/110 кВ Авача для реализации сетевого варианта усиления СВМ Мутновской ГеоЭС в базисных ценах 2000 г. представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Расчет затрат на строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширяемой ПС 220/110 кВ Авача в базисных ценах 2000 год без учета НДС

№ п/п	Составляющие затрат	Номер таблицы	Расчет затрат	Величина затрат, млн. руб.
Линейная часть:				
	Одноцепная ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача:			
1	ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача	Табл. 1	80х1,99	159,2
2	Итого стоимость строительства ВЛ с учетом затрат, сопутствующих строительству 23,48%	п. 2.3	х1,2348	196,58
Подстанционная часть:				
	Расширение ПС 220 кВ Авача			
3	Установка ячейки комплекта выключателя 220 кВ	Табл. 13	1х21,096	21,096
4	Установка ячейки комплекта выключателя 110 кВ	Табл. 13	1х11,675	11,675
5	Установка трансформатора – 63 МВА	Табл. 14	1х20,8	20,8
6	Итого по ПС 220 кВ Авача с учетом затрат, сопутствующих строительству 23,68 %	п. 4.6	х1,2368	66,26
	Расширение КРУЭ 220 кВ МГеоЭС			
7	Установка ячейки комплекта выключателя 220 кВ	Табл. 13	1х21,096	21,096
8	Итого по КРУЭ 220 кВ МГеоЭС с учетом затрат, сопутствующих строительству 23,68 %	п. 4.6	х1,2368	26,09
	Расширение КРУЭ 220 кВ ПС 220/110 кВ Авача			
9	Установка ячейки комплекта выключателя 220 кВ	Табл. 13	1х21,096	21,096

10	Итого по КРУЭ 220 кВ ПС Авача с учетом затрат, сопутствующих строительству 23,68 %	п. 4.6	x1,2368	26,09
11	Всего стоимость строительства			315,02

Расчёт капиталовложений в сооружение ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширяемой ПС 220/110 кВ Авача для реализации сетевого варианта в прогнозных ценах представлен в таблице 4.

Таблица 4

Расчет капвложений в сооружение ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширяемой ПС 220/110 кВ Авача ПС 220 кВ в прогнозных ценах

Стоимость строительства ВЛ 220 кВ МГеоЭС-Авача и расширяемой ПС 220 кВ Авача, млн.руб.	2015	2016	2017	2018	2019	Всего
В ценах 1-го квартала 2016 г. с разбивкой по годам			688	1313,95	1313,95	3315,90
Годовой индекс-дефлятор цен	1,046	1,047	1,046	1,046	1,04	
Интегральный индекс	1,046	1,095	1,145	1,198	1,246	
С учётом прогнозных цен			787,76	1574,11	1637,18	3999,05

Суммарный объем капиталовложений в сооружение ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача и расширяемой ПС 220/110 кВ Авача определен величиной 3315,9 млн. руб. в ценах первого квартала 2016 года без НДС. В прогнозных ценах суммарная величина капвложений в период до 2021 года составит 3999,05 млн. руб.

Исходная технико-экономическая информация по вариантам для их сопоставления приведена в таблице 5.

Таблица 5

Исходная технико-экономическая информация по вариантам

Показатели	Ед. изм.	Сетевой вариант (сооружение ВЛ 220 кВ МГеоЭС-Авача и расширение ПС Авача)	Альтернативный вариант (ущерб от недопроизводства э/э)
ВЛ 220 кВ МГеоЭС-Авача	км	80 км	-
Расширение ПС 220/35/10 кВ Авача:			-
- установка АТ-63 МВА	шт.хМВА	63	
- расширение РУ 220 кВ на 1 яч. с выкл.	шт.	1	
- расширение РУ 110 кВ на 1 яч. с выкл.	шт.	1	-
Расширение РУ 220 кВ МГеоЭС на 1 линейную ячейку с выключателем	шт.	1	
Капитальные вложения с учетом прогнозных цен, всего	млн. руб.	3999,05	-

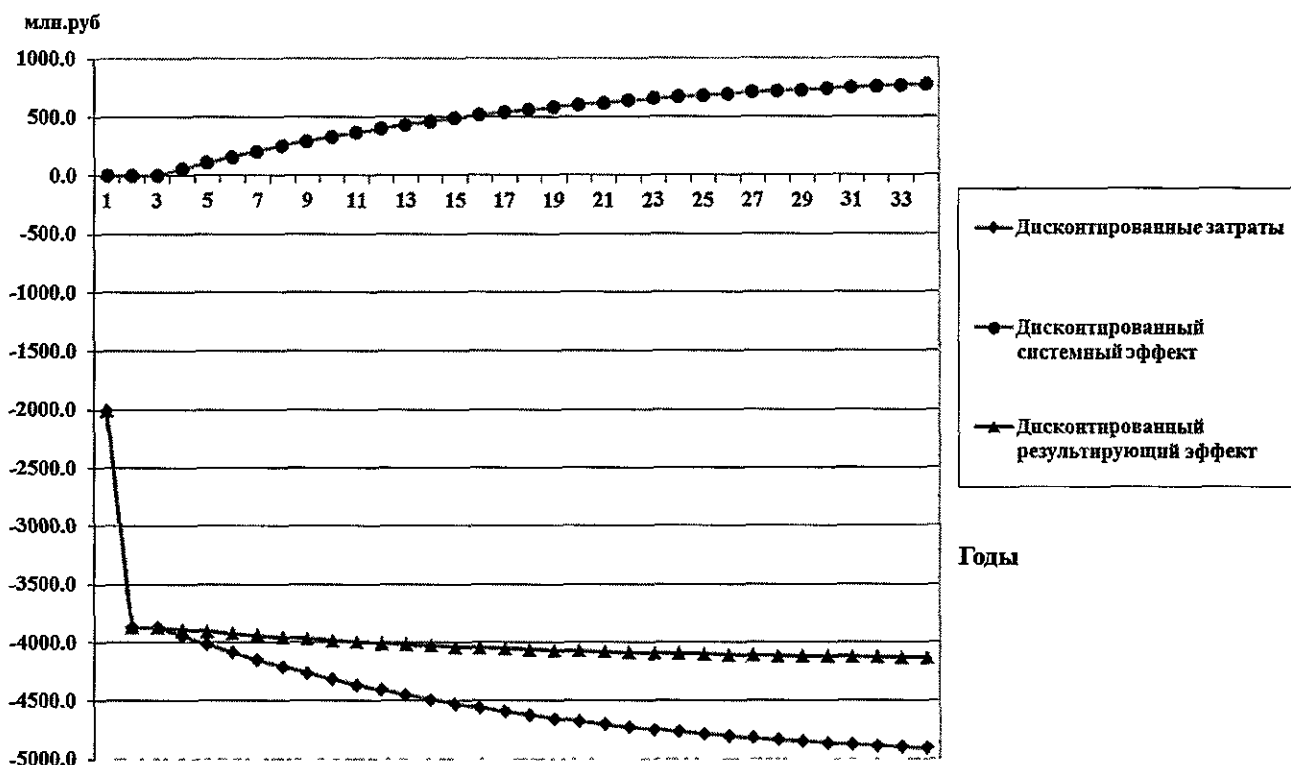


Рисунок 4 – Движение денежных потоков с начала строительства ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача и расширения ПС Авача (DR=7%)

Результаты оценки экономической эффективности на базе системного эффекта при ставке дисконтирования на уровне 7% приведены в таблице 7.

Таблица 7

Оценка системного эффекта от реализации сетевого варианта по сравнению с альтернативным вариантом

Показатели экономической эффективности	Ед. изм.	DR=7%
ЧДД	млн.руб.	-4129,3
ВНД	%	-

При ставке дисконтирования 7% ЧДД проекта имеет отрицательное значение, что говорит о неэффективности сетевого варианта при принятых расчётных условиях.

Результаты экономических расчётов показали, что при имеющемся в ЦЭУ избытке генерирующей мощности эффективность сооружения второй ВЛ 220 кВ для повышения надёжности схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС и предотвращения недоотпуска электроэнергии ГеоЭС, не обеспечивается, так как срок окупаемости этой ВЛ 220 кВ выходит за пределы её расчётного срока службы.

Выполненные проработки показали, что электросетевые объекты, рассматриваемые для повышения надёжности СВМ Мутновских ГеоЭС могут окупиться в течение 10-15 лет при условии увеличения ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям до 710 млн.рублей в год (на данный момент (смотри таблицу 6) ущерб от недоотпуска электроэнергии составляет 70,63 млн.рублей в год).

Столь значительное увеличение ущерба может возникнуть в случае:

- повышения недовыработки электроэнергии на Мутновских ГеоЭС до 280 Млн. кВт.ч ($\approx 70\%$ годовой выработки электроэнергии МГеоЭС);
- увеличения тарифа на выработку электроэнергии Мутновских ГеоЭС до 25 руб./кВт.ч;
- появления дефицита генерирующей мощности в ЭС Камчатского края, при котором при отключении ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС – Авача возникнет ущерб от аварийного недоотпуска электроэнергии потребителям величиной до 3,5 Млн. кВт.ч (16 МВт).

2 этап – ввод Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт

При рассмотрении второго этапа, с вводом Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт, без усиления схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС, возникают ограничения на выдачу располагаемой мощности МГеоЭС.

В установившемся режиме при нормальной (полной) схеме сети выдача мощности Мутновских ГеоЭС ограничивается величиной 67 МВт. Ограничивающим элементом является АТ ПС 220 кВ Авача (допустимая токовая нагрузка 158 А). При этом, в нормальном режиме, требуется снижать выдачу располагаемой мощности МГеоЭС на 45 МВт, а недовыработка электроэнергии при этом будет составлять ≈ 342 Млн. кВт.ч в год.

Учитывая выше сказанное, усиление СВМ Мутновских ГеоЭС с вводом второй ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС – Авача и установкой второго АТ мощностью 63 МВА с вводом 2 этапа будет экономически эффективно.

С вводом Мутновской ГеоЭС-2 сетевой вариант (смотри таблицу 5) окупается за 10-13 лет.

Расчеты по оценке эффекта от реализации сетевого варианта по сравнению с альтернативным вариантом при $DR = 7\%$ с вводом второго этапа приведены в таблицах 8.

Интегральные денежные потоки, определенные на базе разницы вариантов приведены на рисунке 5.

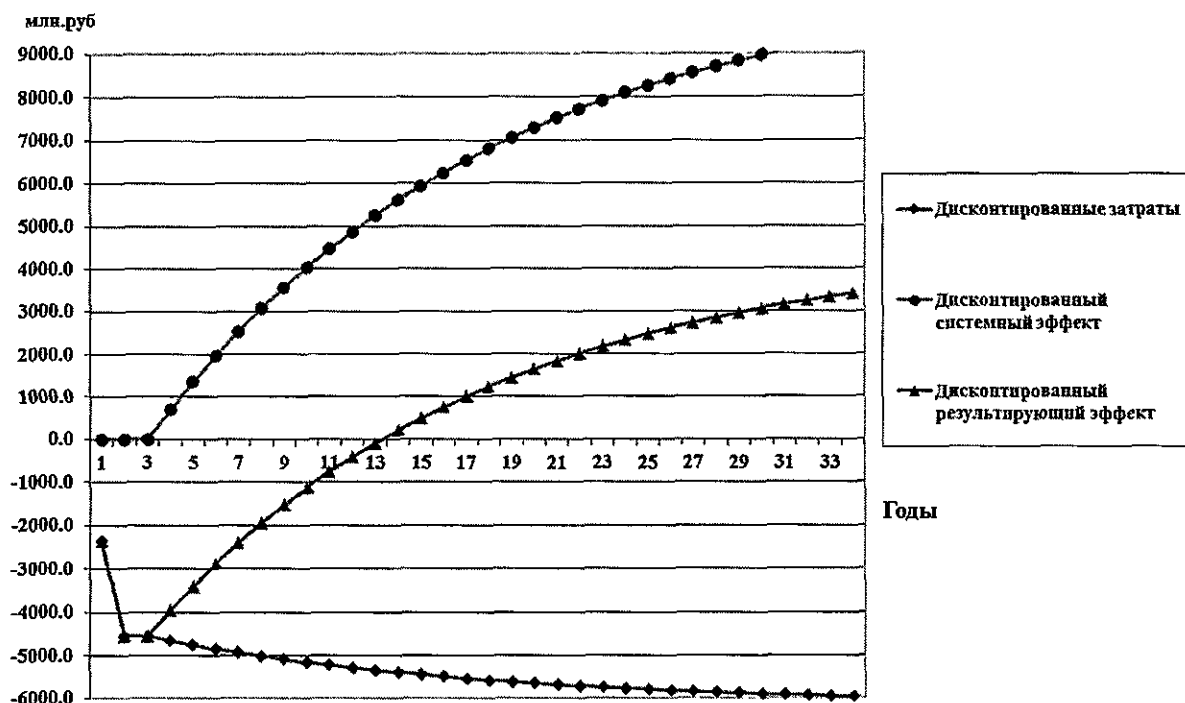


Рисунок 5 – Движение денежных потоков с начала строительства ВЛ 220 кВ МГеоЭС – Авача и расширения ПС Авача (DR=7%) с вводом 2 этапа - ввод Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт

Результаты оценки экономической эффективности на базе системного эффекта при ставке дисконтирования на уровне 7% приведены в таблице 9.

Таблица 9

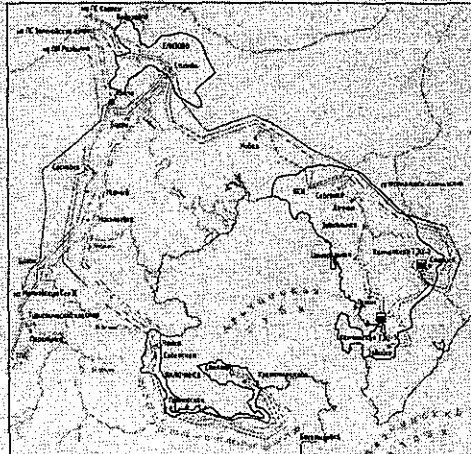
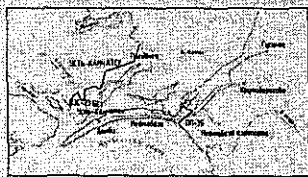
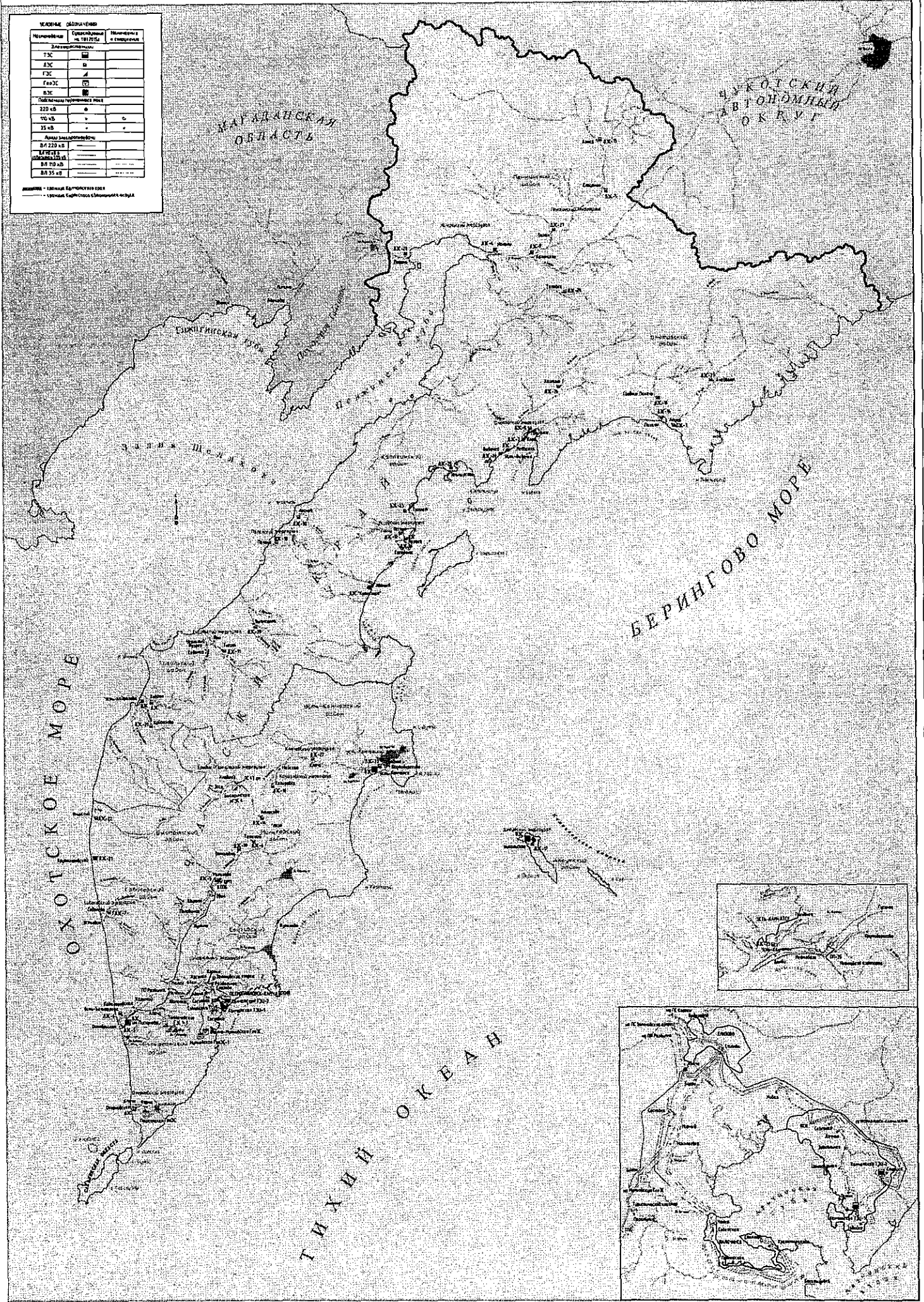
Оценка системного эффекта от реализации сетевого варианта по сравнению с альтернативным вариантом

Показатели экономической эффективности	Ед. изм.	DR=7%
ЧДД	млн.руб.	3322,8
ВНД	%	12,5

При ставке дисконтирования 7% ЧДД проекта имеет положительное значение, что говорит о экономической эффективности сетевого варианта при принятых расчётных условиях с вводом 2 этапа - ввод Мутновской ГеоЭС-2 – 50 МВт.

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше энергоузлов Камчатского края существующих и намечаемых к вводу до 2020 года

Условные обозначения		
Цифровые обозначения	Символические обозначения	Наименование и сведения
Электростанции		
ГЭС	■	
АЭС	□	
ГЭС	▲	
ГеоЭС	○	
ВЭС	■	
Поставщики первичного топлива		
220 кВ	○	
150 кВ	○	
35 кВ	○	
Линии электропередачи		
220 кВ	—	
150 кВ	—	
35 кВ	—	
Сведения		
—	—	—
—	—	—



Календарный график реализации перспективных проектов по переводу энергетики Камчатского края на возобновляемые источники энергии, ВИЭ, до 2032 года с целью достижения задач, поставленной "Стратегией развития энергетики Камчатского края на период до 2025 года", о понижения тарифов до общероссийских.
Предложения КТКУ «Региональный центр развития энергетики и энергосбережения» и АО "Теплотерм"

№	Наименование проекта, цель	Этап	Источник финансирования	Объем инвестиций, млн. руб.	год													
					2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028				
1	Жупановская ГЭС-1. Перевод электроснабжения ЦЭУ на ВИЭ. часть теплоснабжения на электроотопление, стабилизация тарифа с последующим снижением, исключение госсубсидий на производство электро и теплоэнергии	1.1 Исследовательские работы и проектная документация	Данные мероприятия требуют осуществления в рамках отдельной федеральной программы по развитию энергетики Дальневосточного федерального округа на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)	2 000	960	1000												
		1.2 Госэкспертиза				40												
		1.3 Подготовительный этап строительства					7000	5600										
		1.4 Строительство основных сооружений с пуском ГА №1 и 2							2000	8600	5000							
		1.5 Строительство основных объектов с выводом на проектную мощность										4500	9500	5400	1200			
2	Строительство ВЛ 220 Мутновский ГеоЭС. Центральный энергетический узел Камчатского края	Проектные работы и экспертиза проектной документации	Программа ТПИР АО «Тепро земля»	4 000		40	4											
		Строительство					2 000	1 956										
3	Комплексная модернизация Озерновского энергоузла.	Модернизация Паужетского месторождения парогидротермы, включая программу бурения новых эксплуатационных скважин и реконструкцию обустройства месторождения.	Программа ТПИР АО «Тепро земля»	473	128	125	115	105										
		Реконструкция основного, вспомогательного оборудования, систем контроля, управления и обеспечения Паужетской ГеоЭС, Озерновского осового участка (ОСУ) и резервной ДЭС	Программа ТПИР АО «Паужетская ГеоЭС»	140	48	50	20	22										
		Вариантная разработка системы теплоснабжения населенных пунктов и начало осуществления в пилотном варианте	Программа модернизации Озерновского энергоузла - в составе отдельной федеральной программы по развитию энергетики Дальневосточного федерального округа на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)	490	125	140	110	115										
			Бюджетные средства	33	3	30												
4	Строительство 1 оч систем теплоснабжения от Мутновской ГеоЭС до г Петропавловск-Камчатского мощностью 150 Гкал/час	3.1 Стадия "Декларация о намерениях"	Программа модернизации Озерновского энергоузла - в составе отдельной федеральной программы по развитию энергетики Дальневосточного федерального округа на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)	20		20												
		3.2 Стадия "Проектная документация"		1 500			400	600	470									
		3.3 Госэкспертиза		30					30									
		3.4 Строительство тепловой станции и комплекса трубопроводов и ЦТП		12 000						3000	3000	3000						
5	Строительство малой ГЭС мощностью 6 МВт на р Каваля, Быстринский район. Перевод электроснабжения Козьмевского и Ключевского ЭУ на ВИЭ	4.1 Стадия "Проектная документация"	Внебюджетные средства	150		55	95											
		4.2 Госэкспертиза проекта		-			5											
		4.3 Строительство МГЭС со схемой выдачи до п. Ключи ВЛ-35 кВ длиной около 100 км		4 000				200	1300	2000	500							
6	Строительство малой ГЭС мощностью 5 МВт на р. Белая, Усть-Камчатский район.	4.1 Стадия "Проектная документация"		190	90	100												
		4.2 Госэкспертиза проекта					10											
		4.3 Строительство ГЭС со схемой выдачи до п. Усть-Камчатка ВЛ-35 кВ длиной около 11 км.		2 400			300	700	700	700								
7	Строительство малой ГЭС на р Кивилья мощностью 12 МВт. Тигильский район, п. Палана. Перевод электроснабжения и теплоснабжения на ВИЭ. Стабилизация тарифа на электроснабжение и теплоснабжение с последующим снижением, исключение госсубсидий на производство электро и теплоэнергии.	5.1 Предпроектная стадия "Обоснование инвестиций"																
		5.2 Стадия "Проектная документация"		500		200	290											
		5.3 Госэкспертиза проекта		-			10											
		5.4 Строительство линии ВЛ-35 кВ и 1-й очереди МГЭС со схемой выдачи до п. Палана переводом электроснабжения на ВИЭ		5 000					1000	2000	2000							
		5.5 Строительство II очереди МГЭС со схемой выдачи до с. Лесная ВЛ-35 кВ и переводом теплоснабжения на ВИЭ		1 500								500	500	500				
Итого				83 226	1354	1760	3089	10708	11100	16300	15500	13000	5900	1200				

Расчет потребности в топливе электростанций и котельных Камчатского края на период 2018-2022 гг. (на основе оптимистичного варианта)

Годы	Наименования электростанций	Распо-лаг. мощн.,	Электрэнергия				Тепло			Всего усл. топ-лива,	в том числе			уголь	дрова
			Выра-ботка	От-пуск,	Уд. расх	Усл. топл.	Произведено	Уд. расх	Усл. топл.		газ	мазут	дизельн. топливо		
		МВт	кВт.ч	кВт.ч	кВт.ч	тыс.тут	Гкал	Гкал	тыс.тут	тыс.тут	тыс.тут	тыс.тут	тыс.тут	тыс.тут	тыс.тут
	Камчатские ТЭЦ-1														
2018	отчет	204,0	268,9	200,9	399	96,6	332,1	131,2	43,6	140,1	123,8	16,3			
2019		204,0	268,9	231,3	422	97,7	339,2	130,0	44,1	141,8	113,2	28,5			
2020		204,0	269,5	231,8	423	98,0	340,5	129,9	44,2	142,2	77,6	64,6			
2021		204,0	278,7	239,7	426	102,2	357,2	129,0	46,1	148,3	80,9	67,3			
2022		204,0	285,1	245,2	428	105,1	368,9	128,5	47,4	152,5	107,2	45,2			
2023		204,0	285,4	245,4	428	105,1	368,9	128,6	47,4	152,5	83,2	69,3			
	Камчатские ТЭЦ-2														
2018	отчет	160,0	769,1	686,9	319	218,9	768,9	134,3	103,3	322,2	320,2	2,0			
2019		160,0	769,2	684,6	323	221,3	785,4	132,9	104,4	325,7	323,7	2,0			
2020		160,0	771,0	686,1	324	222,0	788,4	132,8	104,7	326,7	324,7	2,0			
2021		160,0	797,2	709,5	326	231,3	827,5	131,9	109,1	340,4	338,3	2,1			
2022		160,0	815,5	725,8	328	237,8	854,7	131,2	112,2	349,9	347,8	2,2			
2023		160,0	816,3	726,5	327	237,9	854,7	131,3	112,2	350,1	347,9	2,2			
	Петропавловск-Камчатский														
	Комунальная энергетика ПАО "Камчатскэнерго" + прочие котельные														
2018	отчет						502,0	327,5	164,4	164,4	10,9	84,8	1,08	67,6	
2019							502,0	327,5	164,4	164,4	10,9	84,8	1,08	67,6	
2020							496,4	327,5	162,6	162,6	10,7	83,9	1,07	66,9	
2021							440,6	327,5	144,3	144,3	9,5	74,5	0,95	59,3	
2022							401,7	327,5	131,5	131,5	8,7	67,9	0,87	54,1	
2023							401,7	327,5	131,5	131,5	8,7	67,9	0,87	54,1	
	Вилочинск														
	Котельные														
2018	отчет						188,2	277,9	52,3	52,3		25,0	0,20	26	1,1
2019							194,4	277,9	54,0	54,0		25,8	0,21	26,86	1,14
2020							195,4	277,9	54,3	54,3		25,9	0,21	26,99	1,14
2021							196,3	277,9	54,5	54,5		26,1	0,21	27,11	1,15
2022							197,9	277,9	55,0	55,0		26,3	0,21	27,34	1,16
2023							198,9	277,9	55,3	55,3		26,4	0,21	27,48	1,16
	Елизово														
2018	отчет						338,7	244,6	82,8	82,8	15,3	11,1	0,5	56,0	
2019							341,6	244,6	83,5	83,5	15,4	11,2	0,5	56,5	
2020							344,3	244,6	84,2	84,2	15,5	11,3	0,5	56,9	
2021							344,3	244,6	84,2	84,2	15,5	11,3	0,5	56,9	
2022							344,3	244,6	84,2	84,2	15,5	11,3	0,5	56,9	
2023							344,3	244,6	84,2	84,2	15,5	11,3	0,5	56,9	
	Прочие котельные														
2018	отчет						526,5	263,6	138,8	138,8		1,7	15,7	102,6	18,8
2019							551,6	263,6	145,4	145,4		1,8	16,5	107,5	19,7
2020							558,1	263,6	147,1	147,1		1,8	16,6	108,8	19,9

Расчет потребности в топливе электростанций и котельных Камчатского края на период 2018-2022 гг. (на основе оптимистичного варианта)

Годы	Наименования электростанций	Распо- лаг мощн.,	Электроэнергия				Тепло			Всего усл. топ- лива,	в том числе				
			Выра- ботка	От- пуск,	Уд. расх.	Усл. топл.	Произведено	Уд. расх.	Усл. топл.		газ	мазут	дизельн. топливо	уголь	дрова
		МВт	кВт.ч	кВт.ч	кВт.ч	тыс.тут	Гкал	Гкал	тыс.тут	тыс.тут	тыс.тут	тыс.тут	тыс.тут	тыс.тут	тыс.тут
2021							565,8	263,6	149,2	149,2		1,8	16,9	110,3	20,2
2022							579,3	263,6	152,7	152,7		1,9	17,3	112,9	20,7
2023							587,9	263,6	155,0	155,0		1,9	17,5	114,6	21,0
	ДЭС изолированных энергоузлов Камчатского края														
2018	отчет	148,937	265,5	193,6	343	66,4				66,4	3,4		63,0		
2019		149,037	267,4	195,0	344	67,1				67,1	3,4		63,6		
2020		149,137	269,2	196,4	345	67,7				67,7	3,5		64,3		
2021		149,237	271,1	197,7	346	68,4				68,4	3,5		64,9		
2022		149,337	273,0	199,1	347	69,1				69,1	3,5		65,6		
2023		149,437	274,9	200,5	348	69,8				69,8	3,6		66,2		
	Всего по энергосистеме в Камчатском крае (без учета ВИЭ и холодного резерва)														
2018	отчет	512,9	1303,5	1081,5	353,1	381,9	2656,4	220,3	585,2	967,0	473,5	140,9	80,5	252,2	19,9
2019		513,0	1305,5	1110,8	347,5	386,0	2714,2	219,5	595,9	981,9	466,6	154,1	81,9	258,4	20,8
2020		513,1	1309,7	1114,3	347,9	387,7	2723,1	219,3	597,2	984,8	432,0	189,5	82,7	259,5	21,1
2021		513,2	1347,0	1146,9	350,4	401,8	2731,7	215,0	587,4	989,2	447,7	183,1	83,5	253,6	21,4
2022		513,3	1373,6	1170,1	352,0	411,9	2746,8	212,3	583,1	994,9	482,7	154,7	84,4	251,3	21,8
2023		513,4	1376,6	1172,5	352,1	412,8	2756,4	212,5	585,7	998,4	458,9	178,9	85,3	253,1	22,2

Концепция стратегии развития энергетики Камчатского края.

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики (далее – СиПР) базируется на актуализированной Стратегии развития энергетики Камчатского края до 2025 года с перспективой до 2040 года (далее – Стратегия). СиПР рассматривает среднесрочный период (5 лет) стратегии развития энергетики Камчатского края. В Стратегии концептуально выбраны наиболее эффективные варианты развития тепловой и электрической генерации, приводящие к достижению целей Стратегии на отдаленную перспективу.

В данный пятилетний период (2019-2023 годы) необходимо запланировать предпроектные, научно-исследовательские, проектно-изыскательские работы, уточняющие на последующих этапах реализации Стратегии технико-экономические показатели проектов, принятых к разработке. А также запланировать начало строительных работ по выбранным энергетическим объектам.

Предлагается следующая концепция Стратегии развития энергетики Камчатского края.

Краткая исходная ситуация:

В Камчатском крае 60% электроэнергии и 90% тепла производится от топливной энергетики. Установленная мощность центрального энергоузла в 2018 году - 483,15 МВт, полезный отпуск электроэнергии по центральному энергоузлу – 1197,263 млн. кВт*ч., мощность теплотребления Петропавловска-Камчатского - 550 Гкал/час, теплотребление по Петропавловску-Камчатскому составило в 2018 г. – 1239,9 тыс. Гкал

Основной потребитель - Петропавловск-Камчатский. Основные топливные источники тепла и электроэнергии Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 – выработка электроэнергии в 2018 году – 890,095 млн. кВт*ч. Тепловая мощность потребителя подключённых к Камчатской ТЭЦ-1 – 90 Гкал/час из них 11.3 Гкал/час - ГВС, подключенных к Камчатской ТЭЦ-2 - 203 Гкал/час, из них ГВС - 29 Гкал/час.

Объемы добычи газа потребителями к 2030 году снизятся согласно прогноза ПАО «Газпром» с 420 млн. м³ до 140 млн. м³ в год – данного объема недостаточно для электрогенерации и ТЭЦ вынуждено должны будут переведены на мазут, оставшегося объема газа хватит только для мелких котельных вдоль трассы газопровода.

ТЭЦ выработают ресурс через 10-15 лет. Нужна будет их коренная реконструкция. По Камчатской ТЭЦ-1 – существует проблема, которая не имеет решения – «дефицит по сейсмике».

Существующие на сегодня тарифы в разы превышают среднероссийские. Экономически обоснованные тарифы на 2019 год:

- тариф на электроэнергию средний в центральной энергоузле – 7,383 руб./кВт*ч;
- тариф на тепловую энергию для ПАО «Камчатскэнерго» - 5620,28 руб./Гкал

Основной задачей Стратегии является снижение тарифов на энергию к 2040 году до уровня среднероссийского (обеспечение надежного электро-теплоснабжение, перевод энергетики на возобновляемые ресурсы, а также снижение вредных выбросов в атмосферу).

РЕШЕНИЕ:

Для решения данных задач необходимо найти источники энергии – самые дешевые на сегодняшний день, находящиеся поблизости от основного потребителя Петропавловска-Камчатского, уже добытые, или имеющие понятный объем и технологию преобразования в энергию.

Возобновляемая энергетика – как правило, самая дешевая на сегодня в Камчатском крае, анализ тарифов приведенный в Приложении 4 подтверждает данное утверждение.

Поблизости от Петропавловска-Камчатского, Вилочинска, Елизово (центр нагрузок), есть следующие потенциальные крупные источники возобновляемой энергии с подтвержденными энергетическими запасами:

1. Каскад ГЭС на р. Жупанова -415 МВт – электрической мощности, общая выработка каскада - 2100 млн. кВт*ч достаточно для покрытия не только электрической, но и части тепловых нагрузок. Выработка электроэнергии только ГЭС-1 (270 МВт) -1289 млн. кВт*ч.

2. Каскад ГЭС на р. Кроноцкая мощность 300 МВт, выработка 1100 млн. кВт*ч – в настоящее время использовать гидроресурс невозможно, так как река находится в Кроноцком Заповеднике.

3. Мутновское геотермальное месторождение, уже сегодня выведено около 1000 т/ч горячей воды с температурой 150-160 град. (побочный продукт при производстве электроэнергии - не используется, закачивается обратно в пласт), это равноценно мощности на отопление 80 Гкал/ч и на ГВС- 70 Гкал/час (всего-150 Гкал/час). Что достаточно, чтобы на первом этапе заместить Камчатскую ТЭЦ-1 по теплу, и обеспечить горячее водоснабжение для всего города Петропавловска-Камчатского. Предположительно, по оценке АО «Геотерм», геотермальный тепловой ресурс месторождения может быть удвоен.

4. Паратунское (270 л/с -75 °С) и Верхне-Паратунское месторождения (205 л/с, 80 °С.), имеют дополнительный тепловой потенциал, т.к. в настоящее время используется в основном термальная вода добытая «самоизливом», а существует возможность насосной добычи, что подтверждено Проектом АО «Тепло земли» (Кирюхин и др.). Для реализации насосной эксплуатации необходимы детальные исследования геотермального ресурса на обоих месторождениях.

5. Больше-Банное геотермальное месторождение, ресурс (540 т/ч, температура 150-160 град, высокая минерализация) достаточный для тепловой станции мощностью 80 Гкал/час - требует дополнительного изучения.

6. Авачинская группа вулканов (оценка -1100 Гкал/час тепловой мощности) потенциально достаточно отопить от геотермального массива Петропавловск-Камчатский и Елизово – требует дополнительных поисковых работ, для подтверждения запасов тепла.

Ветровой и солнечный возобновляемый ресурс не учитывается в данной концепции, так как он не обеспечивает бесперебойность энергоснабжения и не может являться базовым, так как данный ресурс непостоянен в течение времени.

Данная концепция описывает сбалансированный переход от топливной энергетике Камчатского края к основанной на возобновляемых источниках, и позволяет достигнуть целей Стратегии развития энергетике в период до 2040 года (обеспечить снижение тарифов до уровня среднероссийских).