


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

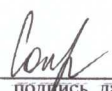
И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 25 » 06 2020 г.


МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Инновационное развитие центрального энергоузла изолированной электроэнергетической системы Камчатского края

Исполнитель
студент группы 842-ом1


15.06.2020
подпись, дата
В.В. Соловьёва


Руководитель
докт.техн.наук,
профессор


15.06.2020
подпись, дата
Н.В. Савина

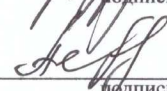
Руководитель
магистерской
программы
докт.техн.наук,
профессор


15.06.2020
подпись, дата
Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель


15.06.2020
подпись, дата
Н.С. Бодруг

Рецензент


06.07.2020
подпись, дата
М.В. Перова

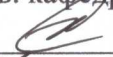
Благовещенск 2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 06 » 04 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Соловьевой Виктории
Валерьевны

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Инновационное развитие центральной тепловой котлоагрегатной
электроэнергетической системы Камчатского края
(утверждено приказом от 10.03.2020 № 548-уз)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.03.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однотипная схема
центральной тепловой; результаты измерений и технич. замеров; материалы
преддипломной практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

1. Структурный анализ сети и установившийся режим; 2. Хар-ка инновационной технологии
и оборудования; 3. Проектирование оптимального варианта развития э. сети центр. тепловой

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Граф разматриваемого
живильства сети; расчет в программе Past Win

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)

7. Дата выдачи задания 25.03.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., докт. техн. наук, профессор
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 25.03.2020
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 111 с., 7 рисунков, 37 таблиц, 32 источника, 3 приложения.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, НАПРЯЖЕНИЕ, РЕЖИМ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, , РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ.

В работе исследованы электрические сети Центрального энергоузла Камчатского края.

Цель работы – разработка вариантов инновационного развития существующей сети, расчет режимов электрической сети, выбор основного оборудования, расчет экономической эффективности предложенных вариантов.

Основу методологии исследований составляют теория расчёта параметров электрических схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов, линий электропередачи, теория расчёта режимов электрических сетей, метод расчета экономической эффективности.

На основании вышеприведённых методов были произведены расчёты установившихся режимов сети с помощью ПК RastrWin3, выполнен прогноз электрических нагрузок, осуществлён выбор необходимого оборудования.

Произведён выбор оптимального варианта инновационного развития электрической сети Камчатского края на основании метода расчёта экономической эффективности.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Структурный анализ схемы электрических сетей и установившихся режимов центрального энергоузла Камчатского края	9
1.1 Климатическая, географическая и экономическая характеристика района размещения электрических сетей центрального энергоузла	9
1.2 Определение эквивалента электрической сети и его характеристика	19
1.3 Структурный анализ ИП	20
1.4 Структурный анализ ЛЭП	28
1.5 Структурный анализ ПС	30
1.6 Анализ электропотребления и балансов электроэнергии центрального энергоузла	32
1.7 Анализ установившихся режимов существующей сети	34
2 Характеристика инновационных технологий и оборудования, применяемых при развитии изолированных энергосистем	36
2.1 Тенденции и проблемы развития изолированных систем электроснабжения	36
2.2 Инновационные технологии и оборудования изолированных сетей	39
3 Проектирование оптимального варианта развития электрических сетей центрального энергоузла изолированной электроэнергетической системы Камчатского края на инновационной основе	43
3.1 Разработка вариантов развития электрических сетей и их технический анализ	45
3.2 Расчет токов короткого замыкания	48
3.3 Выбор принципов противоаварийного управления	50
3.4 Проектирование ЛЭП	53
3.5 Проектирование ПС	57

3.6	Расчёт электрических режимов вариантов развития электрических сетей	65
3.7	Регулирование напряжение и компенсация реактивной мощности	76
4	Оценка экономической целесообразности принятых проектных решений	78
4.1	Камеральная проработка вариантов прохождения трасс линий электропередачи (проработка вариантов)	78
4.2	Капиталовложения	81
4.3	Расчет эксплуатационных издержек	83
4.4	Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	84
4.5	Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения	85
4.6	Оценка экономической эффективности проекта	86
	Заключение	91
	Библиографический список	94
	Приложение А	98
	Приложение Б	100
	Приложение В	111

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей магистерской работе использованы следующие сокращения:

ЛЭП – линия электропередачи;

ПС – подстанция;

ИП – источник питания;

ПВК – программно–вычислительный комплекс;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка;

ПС – подстанция;

ОЭС – объединенная энергетическая система;

ЕЭС России – Единая энергетическая система России.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Энергосистема Камчатского края в силу географического положения, климатических условий и рельефа работает изолированно от ЕЭС России. Из-за этого не представляется возможным создать единую территориальную энергосистему, так как высоковольтные ЛЭП в регионе не могут надежно эксплуатироваться. На развитие и функционирование изолированной энергосистемы оказывают влияние территориальные особенности расположения:

- недостаточно освоенные территории (преобладание небольших населенных пунктов с малым уровнем электропотребления);
- большая площадь территорий с малой плотностью электрических нагрузок (стоимость транспортировки электроэнергии больше);
- высокий удельный вес топливной составляющей при производстве электроэнергии;
- суровые климатические условия;
- низкий уровень технической оснащенности объектов электроэнергетики.

Выше перечисленные особенности влекут за собой низкий уровень надежности энергообеспечения потребителей.

Объектом исследования является Центральный энергоузел энергосистемы Камчатского края.

Предметом исследования является инновационное развитие центрального энергоузла изолированной электроэнергетической системы Камчатского края.

Целью магистерской диссертации является разработка проекта развития центрального энергоузла на инновационной основе для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей.

В ходе магистерского исследования были поставлены и решены задачи:

1. Структурный анализ схемы электрических сетей и установившихся режимов центрального энергоузла камчатского края.

2. Характеристика инновационных технологий и оборудования, применяемых при развитии изолированных энергосистем.

3. Проектирование оптимального варианта развития электрических сетей центрального энергоузла изолированной электроэнергетической системы Камчатского края на инновационной основе.

4. Оценка экономической целесообразности принятых проектных решений.

Научная новизна работы заключается в следующем:

1. Анализ применения инновационного оборудования с учетом географических и климатических особенностей Камчатского края;

2. Обоснование целесообразности сооружения ВЛ 220 кВ от Мутновской ГеоЭС-1 до ГЭС-3 каскада на р. Толмачёва в Центральном энергоузле изолированной энергосистемы Камчатского края с целью обеспечения надёжного электроснабжения потребителей.

Практическая значимость работы заключается в разработке технических решений, необходимых для надёжного бесперебойного электроснабжения существующих и перспективных потребителей в суровых природно-климатических условиях Камчатского края.

Графическая часть работы содержит 1 лист формата А1.

При выполнении данной магистерской диссертации были использованы следующие лицензионные средства программного обеспечения: Microsoft Word 2010, ПВК RastrWin3, Microsoft Visio 2010.

1 СТРУКТУРНЫЙ АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЦЕНТРАЛЬНОГО ЭНЕРГОУЗЛА КАМЧАТСКОГО КРАЯ

1.1 Климатическая, географическая и экономическая характеристика района размещения электрических сетей центрального энергоузла

Камчатский край – территориально расположен на северо-востоке Российской Федерации, граничит с Магаданской и Сахалинской областями (Курильскими островами) и Чукотским автономным округом, образован 1 июля 2007 года при объединении Камчатской области и Корякского автономного округа. Это один из самых отдаленных и труднодоступных регионов входящих в Дальневосточный федеральный округ Российской Федерации занимает территорию площадью 464,3 тыс. кв.км. (2,7% от площади РФ). Расстояние с севера на юг края составляет 1600 км, а с запада на восток: в узкой части около 80 км, в самой широкой – 450 км.

Важной особенностью региона является внушительное расстояние между населенными пунктами и административным центром – г. Петропавловск-Камчатский, транспортное сообщение между которыми осуществляется авиаперевозками и сезонными автомобильными трассами.

В состав Камчатского края входят 66 муниципальных образований:

- 1) 3 городских округа (Петропавловск-Камчатский, Вилючинский и городской округ «Поселок Палана»);
- 2) 11 муниципальных районов;
- 3) 5 городских поселений;
- 4) 47 сельских поселений.

Плотность населения – 0,7 чел. на 1 кв. км. Вся территория края входит в перечень районов Крайнего Севера.

В западной части края преобладает низменность, а в восточной – хребты Срединный (высота до 3621 м.) и Восточный (высота до 2485 м.). На территории края насчитывается около 300 вулканов (из них 29 являются действующими), а также большое количество горячих источников (гейзеров) и минеральных источников, кипящих озер и грязевых вулканов.

Климат полуострова в общем умеренный муссонный, в центральной части - умеренный континентальный, на побережьях умеренный морской с муссонным характером, в северной части - субарктический, в центральной части - континентальный. Средняя температура января -13°C , на материковой части -25°C , июля $+12^{\circ}\text{C}$. В связи с близостью к океану количество осадков на севере - 300 мм в год, на юге до 2500 мм в год. В зимние месяцы сила ветра на полуострове может достигать 7 баллов (скорость ветра может достигать 20 м/сек.). Наибольшая длительность таких ветров наблюдается в столице полуострова Петропавловске – Камчатском. Основные данные необходимые для проектирования:

- ветровой напор 0,73- 0,85 кПа (41,2-44,4 м/с);
- толщина стенки гололеда -15-20 мм;
- сейсмичность – 9-10 баллов.

Камчатский край – уникальный регион по своему географическому расположению и климатическим ресурсам, а также многообразию уникальных природных ландшафтов

Приоритетным направлением социально-экономического развития региона является туристско-рекреационная деятельность. Наивысший уровень развития рекреационной инфраструктуры и транспортной сети характерен для Елизовского района, поэтому в ближайшие годы основной поток туристов будет направлен на его территорию, а также развитие наиболее популярных видов отдыха - спортивного, образовательного, утилитарного, экотуризма [2].

В рамках туристско-рекреационной части ТОСЭР предполагается создание современных курортных зон «Паратунка» и «Зеленовские озерки», а также реализация других инвестиционных проектов [2].

Потенциальным фактором развития экономики региона может стать выгодное экономико-географическое положение относительно Северного морского пути, развитие которого предполагает значительный рост грузопотока в направлении Азиатско-Тихоокеанского региона. В частности, на территории Камчатского края ПАО «Новатэк» планирует строительство терминала для перегрузки сжиженного природного газа, который будет поступать на танкерах-газовозах с полуострова Ямал (порт Сабетта) по Северному морскому пути.

В таблице 1 представлен прогноз основных показателей социально-экономического развития Камчатского края.

Таблица 1– Прогноз основных показателей социально-экономического развития Камчатского края

Показатели	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Численность населения, тыс.чел.	316,6	317,7	318,8	319,7	320,8	321,9	322,9	323,9	324,7	325,6	326,3	327,0	327,7	328,4	329,1	329,7	330,2		
в % к предыдущему году	100,5	100,4	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3	100,3	100,2	100,3	100,2	100,2	100,2	100,2	100,2	100,2	100,2	100,2	100,3
Индекс физического объёма ВРП, в % к предыдущему году в сопоставимых ценах	102,5	102,1	102,8	103,2	103,3	103,3	103,1	103,2	103,3	103,3	103,3	103,3	103,3	103,3	103,2	103,1	103,1	103,1	103,1
Индекс промышленного производства, в % к предыдущему году в сопоставимых ценах, в т.ч.:	101,3	101,7	101,8	102,0	102,5	102,7	102,2	102,2	102,1	102,1	102,4	131,6	105,1	104,7	102,2	104,5	102,2	104,1	104,1

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Добыча полезных ископаемых, в % к предыдущему году в сопоставимых ценах	102,7	104,0	101,4	101,9	102,8	103,1	100,3	100,3	100,5	100,0	101,1	221,5	110,7	109,9	100,3	108,5	100,0	107,7
Обрабатывающие производства, в % к предыдущему году в сопоставимых ценах	101,2	101,4	102,0	102,1	102,5	102,6	102,8	102,8	102,6	102,8	103,0	103,0	103,1	103,2	103,3	103,3	103,3	102,6
Индекс производства продукции сельского хозяйства, в % к предыдущему году в сопоставимых ценах	102,0	101,2	103,1	102,2	104,1	101,8	101,4	101,7	101,6	101,3	101,7	101,5	101,2	101,1	101,1	101,1	101,2	101,7
Индекс физического объёма инвестиций в основной капитал, в %	101,6	105,0	104,9	105,1	105,0	105,1	89,2	106,1	110,3	110,0	109,9	104,3	107,3	108,0	106,0	106,1	106,6	105,2

Среднегодовые прогнозные темпы прироста ВРП по Камчатскому краю оцениваются на уровне 3,1%, промышленного производства – 4,1%, инвестиций в основной капитал – 5,2%.

Прогнозная динамика спроса на электроэнергию в энергосистеме Камчатского края будет определяться развитием традиционных для региона видов деятельности: рыбной промышленности, добычи полезных ископаемых, а также развитием сферы услуг, в том числе туризма.

Прогноз спроса на электроэнергию сформирован на основе оптимистического сценария социально-экономического развития региона.

Одним из факторов роста электропотребления станет развитие ТЭСЭР «Камчатка» и агломерации г. Петропавловска-Камчатского, где действует режим Свободного порта Владивосток. ТЭСЭР «Камчатка» территориально создана на нескольких основных площадках в Петропавловско-Камчатской и Елизовской агломерациях: «Морской порт» (портовая и туристская специализации), «Аэропорт» (туризм), «Паратунка» (туризм), ЮГ (портово-промышленная специализация), «Зеленовские озерки» (туризм и сельское хозяйство), «Центр» (туризм и промышленность), «ВитязьАэро» (туризм), «Нагорный» (сельское хозяйство) [2]. В таблице 2 представлен перечень перспективных крупных потребителей по Центральному энергоузлу энергосистемы Камчатского края.

Таблица 2– Перечень крупных потенциальных потребителей по энергосистеме Камчатского края (Центральный энергоузел) с заявленной мощностью более 670 кВт.

№ п/п	Наименование объекта	Местонахождение присоединяемых энергопринимающих устройств	Максимальная заявленная мощность, МВт
1	КГАОУ ДОД "Эдельвейс". Горнолыжный комплекс Эдельвейс	г. Петропавловск-Камчатский, ул. Стрелковая, ул. Боевая	2,1
2	МКУ "Управление кап. строительства и ремонта". "КНС № 15"	г. Петропавловск-Камчатский, ул. Ак. Курчатова, д. 1	1,1
3	ООО "Новый дом". Здание гостиницы по улице Ленинградская (реконструкция объекта незавершенного строительства)	г. Петропавловск-Камчатский, ул. Ленинградская	2,2
4	ГУП КК "Камчатстройэнергосервис". ТП-141, проектируемая ТП-10/0,4 кВ	Елизовский район, п. Паратунка, ДОЛ им. Ю.А. Гагарина	1,1
5	ООО "Свинокомплекс "Камчатский". Проектируемая ТП-10/0,4 кВ	Елизовский район, п. Нагорный, тер. Свинокомплекса №1	2,4
6	ООО "Город 415". Комплекс причальных сооружений	г. Петропавловск-Камчатский, ул. Чавычная	1,4
7	АО "КЭС им. Пискунова И.А." Распределительные сети Октябрьского РЭС	Камчатский край. Усть-Большерецкий район, п. Октябрьский	2,2
8	Служба заказчика Министерства строительства Камчатского Края. Паратунский дом-интернат для престарелых и инвалидов	Елизовский р-н, п. Термальный, ул. Крашенинникова	0,8
9	ГБУЗ "Камчатская краевая больница им. А.С. Лукашевского", комплекс Камчатской краевой больницы	16 км федеральной трассы Петропавловск-Камчатский-аэропорт	6,0
10	АО "Корпорация Дальнего Востока". ЭПУ №7	площадка "Зеленовские озерки" Елизовского муниципального района	8,4

Продолжение таблицы 2

№ п/п	Наименование объекта	Местонахождение присоединяемых энергопринимающих устройств	Максимальная заявленная мощность, МВт
11	АО "КРДВ". ЭПУ №1, №2, №3, №4, №5, №6, №8	площадка "Зеленовские озерки" Елизовского муниципального района	5,5
12	АО "КРДВ". Объекты резидентов III этап (ЭПУ №1, ЭПУ №2, ЭПУ №3)	площадка "Зеленовские озерки" Елизовского муниципального района	4,9
13	АО "КРДВ". Объект резидента ООО "Моорской Стандарт - Бункер" площадка "Центр"	г. Петропавловск-Камчатский	1,5
14	АО "КРДВ". Здание международного аэропорта	г. Елизово	10,0
15	АО "КЭС им. Пискунова И.А." Распределительные сети Октябрьского РЭС	Камчатский край, Усть-Большерецкий р-н, п. Октябрьский	1,0
16	АО "КЭС им. Пискунова И.А." Распределительные сети Октябрьского РЭС	Усть-Большерецкий район, п. Октябрьский	2,5
17	ООО "Техсервис". Индустриальный парк «Нагорный»	Индустриальный парк «Нагорный» р-н Елизовский, п. Нагорный	1,3
18	ОАО "Оборонэнерго". Подстанции 110/6 кВ «Чайка», «Богатыревка», «Стеллера» (планируемые к строительству)		42,8
19	АО "Корпорация развития Дальнего Востока". Туристический кластер	Елизовский район, п. Паратунка	7,1
20	АО "Корпорация развития Дальнего Востока". "ВРУ-0,4 кВ" для подключения объекта "Перекачивающие и подкачивающие насосные станции: ЦНС ВП (Верхняя Паратунка), ЦНС Т-2 (п. Термальный), ЦНС П (с. Паратунка), КНС (скважина Э-1), КНС (скважина Э-2), КНС (скважина ГК-22), КНС (скважина ГК-44)	Елизовский район, с. Паратунка, п. Термальный, Верхне-Паратунское месторождение термальных вод	0,8

Продолжение таблицы 2

№ п/п	Наименование объекта	Местонахождение присоединяемых энергопринимающих устройств	Максимальная заявленная мощность, МВт
21	Промышленный парк «Дальний», ТЭСЭР Камчатка		10
22	ТЭСЭР Камчатка, площадка «Центр»	г. Петропавловск-Камчатский	2
	Итого		117,3

Прогноз спроса на электроэнергию и максимальных электрических нагрузок представлен в таблице 3.

Прогноз спроса на электроэнергию сформирован на основе оптимистического сценария социально-экономического развития региона.

Спрос на электроэнергию в Центральном энергоузле энергосистемы Камчатского края к 2040 году оценивается на уровне 2299 млн кВт.ч при среднегодовых темпах прироста 1,98 %. Прогнозный показатель максимума электрической нагрузки к 2040 году – 384 МВт.

Таблица 3 - Прогноз спроса на электроэнергию и максимальных электрических нагрузок по Центральному энергоузлу.

Наименование показателя	Факт	Прогноз														Ср.год. прирост за 2019 - 2040 гг., %
	2018	2019	2020	2025	2030.	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
ЦЭУ ЭС Камчатского края, млн кВт.ч	1492	1528	1565	1778	1956	1985	2020	2058	2090	2125	2160	2197	2232	2265	2299	
<i>годовой прирост, %</i>	<i>3,54</i>	<i>2,41</i>	<i>2,42</i>	<i>2,07</i>	<i>1,98</i>	<i>1,48</i>	<i>1,76</i>	<i>1,88</i>	<i>1,55</i>	<i>1,67</i>	<i>1,65</i>	<i>1,71</i>	<i>1,59</i>	<i>1,48</i>	<i>1,50</i>	<i>1,98</i>
Максимальная электрическая нагрузка, МВт	253	260	266	300	326	331	337	343	348	354	360	366	372	378	384	
ЧЧИМ (число часов использования мощности)	5897	5877	5883	5927	6000	5997	5994	6000	6006	6003	6000	6003	6000	5992	5987	

1.2 Определение эквивалента электрической сети и его характеристика

В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбраны электростанции Камчатская ТЭЦ-1, Камчатская ТЭЦ-2, Каскад Толмачевских ГЭС и Мутновская ГеоЭС-1, а также ПС 220 кВ Авача и ПС 110 кВ:

- 1) ПС 110 кВ Зеркальная;
- 2) ПС 110 кВ Дачная;
- 3) ПС 110 кВ КСИ;
- 4) ПС 110 кВ Елизово;
- 5) ПС 110 кВ Зеленовские озера;
- 6) ПС 110 кВ Сосновка;
- 7) ПС 110 кВ Советская;
- 8) ПС 110 кВ Приморская;
- 9) ПС 110 кВ Крашенинникова;
- 10) ПС 110 кВ Новая;
- 11) ПС 110 кВ Центральная;
- 12) ПС 110 кВ Океан;
- 13) ПС 110 кВ Завойко;
- 14) ПС 110 кВ Северная;
- 15) ПС 110 кВ Кавалерская;
- 16) ПС 110 кВ Апача;
- 17) ПС 110 кВ Малки;
- 18) ПС 110 кВ Мильково;
- 19) ПС 110 кВ Развилка.

Граф рассматриваемого участка сети представлен на рисунке 1.

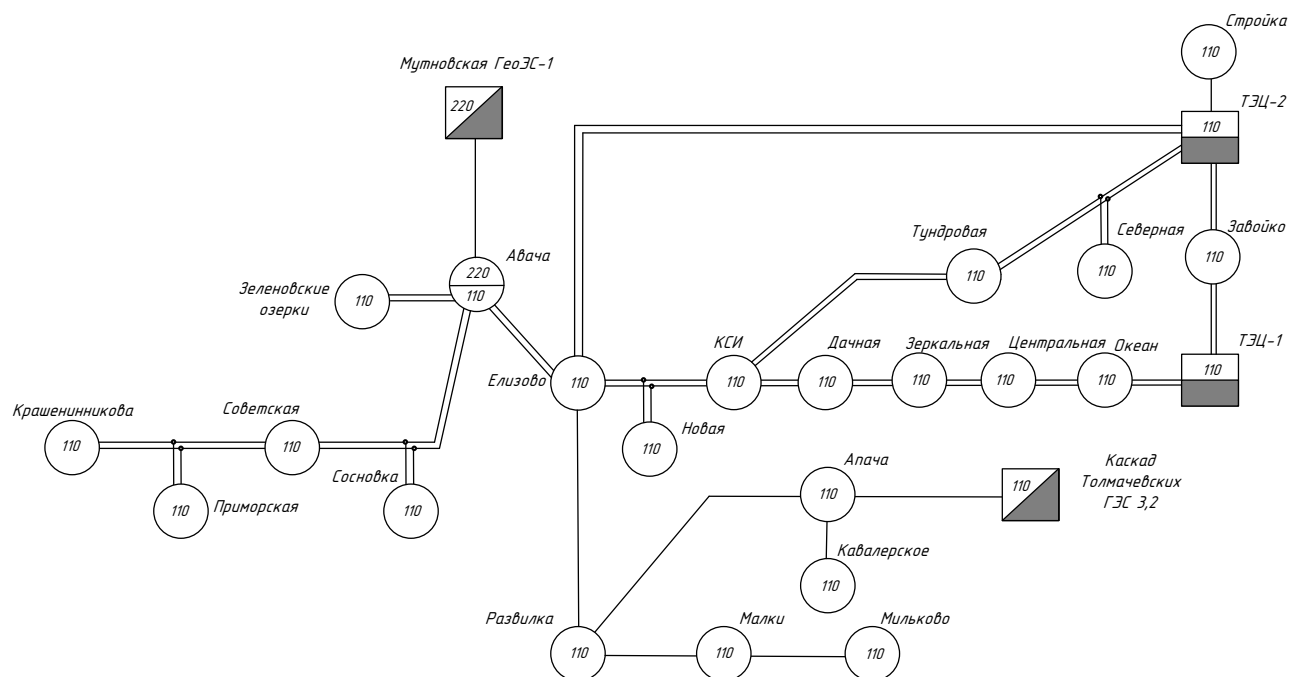


Рисунок 1 – Граф рассматриваемого участка сети

1.3 Структурный анализ ИП.

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

Электроснабжение потребителей Центрального энергоузла осуществляется от электростанций ПАО «Камчатскэнерго» (Камчатской ТЭЦ-1, Камчатской ТЭЦ-2, ДЭС ПАО «Камчатскэнерго»), а также от электростанций генерирующих компаний: АО «Геотерм» (Мутновской и Верхнемутновской ГеоЭС) и ПАО «Камчатский газозенергетический комплекс» (каскада Толмачёвских ГЭС).

Перечень электростанций, осуществляющих электроснабжение на территории Центрального энергоузла, представлен в таблице 4.

Таблица 4– Перечень электростанций Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края

Наименование	Принадлежность и правовой статус	Место расположения	Установленная мощность (на 01.01.2020), МВт
Камчатская ТЭЦ-1	ПАО «Камчатскэнерго»	г. Петропавловск-Камчатский	204
Камчатская ТЭЦ-2	ПАО «Камчатскэнерго»	г. Петропавловск-Камчатский	160
ДЭС-5 Мильково	ПАО «Камчатскэнерго»	п. Мильково	4
ДЭС-6 Усть-Большерецк	ПАО «Камчатскэнерго»	с. Усть-Большерецк	4,6
ДЭС (КТЭЦ-2)	ПАО «Камчатскэнерго»	г. Петропавловск-Камчатский	3,2
Мутновская ГеоЭС	АО «Геотерм»	Елизовский муниципальный район	50
Верхне-Мутновская ГеоЭС	АО «Геотерм»	Елизовский муниципальный район	12
Каскад Толмачевских ГЭС	ПАО «КамГЭК»	Большерецкий муниципальный район, р. Толмачева	45,4
Всего:			483,2

Установленная мощность электростанций Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края на 01.01.2020 составила 483,2 МВт.

На территории Центрального энергоузла функционируют электростанции коммерческого предприятия АО «Камчатские электрические сети им. И. А. Пискунова». АО «КЭС им. И. А. Пискунова» (установленная мощность 7,3 МВт) осуществляет деятельность по покупке электрической энергии у ПАО «Камчатскэнерго», выработке электроэнергии собственными электростанциями (ВЭС, ДЭС) с дальнейшей передачей и сбытом в пределах п. Октябрьский. При этом в установленной мощности Центрального энергоузла эти электростанции не учитываются.

Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 являются основными источниками энергоснабжения в Центральном энергоузле, составляя 74% от установленной мощности электростанций энергоузла.

Камчатская ТЭЦ-1 расположена в южной части г. Петропавловска-Камчатского. Введена в эксплуатацию в 1965 году, к 1979 году вышла на проектную мощность. Проектным топливом на электростанции является мазут. После проведения технического перевооружения в конце 2012 года электростанция полностью переведена на использование природного газа, мазут используется в качестве резервного топлива. Использование природного газа позволило существенно снизить затраты на производство электро- и теплоэнергии и улучшить экологические показатели работы электростанции.

Камчатская ТЭЦ-1 является одним из основных источников электрической энергии Центрального энергорайона энергосистемы Камчатского края, обеспечивает отоплением и горячим водоснабжением районы южной части г. Петропавловска-Камчатского. Установленная мощность Камчатской ТЭЦ-1 на 01.01.2020 составила 204 МВт, тепловая мощность – 289 Гкал/час.

Таблица 5 – Оборудование Камчатской ТЭЦ-1

№ агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Установленная мощность	
					МВт	Гкал/ч
	<i>турбины</i>		Газ, мазут	г. Петропавловск- Камчатский	204	289
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	
	<i>котлы</i>					
1	1хБКЗ-135-10 ОГМ	1966	мазут		Консервация	
2	1хБКЗ-120-10 ОГМ	1965	мазут		Консервация	
3-5	3хБКЗ-135-10 ОГМ	1969- 1971	мазут		Консервация	
6-8	3хБКЗ-135-10 ОГМ	1975- 1977	газ, резервное топливо- мазут		3х135 т/ч	

№ агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Установленная мощность	
					МВт	Гкал/ч
9	1xBK3~135-100ГМ	1978	мазут		Консервация	
10, 11	2xBK3-120-100ГМ	1981,1 983	мазут		2x120 т/ч	

Общие показатели работы Камчатской ТЭЦ-1 в 2019 г. представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Показатели работы Камчатской ТЭЦ-1 за 2019 г.

Установленная мощность, МВт	204,0
Тепловая мощность, Гкал/час	289,0
Выработка электроэнергии, млн. кВт.ч	268,9
Собственные нужды на электроэнергию, %	12,4
Отпуск тепла всего, тыс.Гкал	332,1
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г/кВт.ч	409,8
Удельный расход топлива на отпуск тепла, кг/Гкал	131,2
КИУМ, %	15,0

Камчатская ТЭЦ-2 расположена в восточной части г. Петропавловска-Камчатского. Введена в эксплуатацию в 1985 году. Проектным топливом является мазут. Со строительством газопровода «Соболево - Петропавловск-Камчатский» с 2010 года электростанция переведена на использование местного природного газа, мазут используется в качестве резервного топлива.

Камчатская ТЭЦ-2 наряду с Камчатской ТЭЦ-1 является одним из основных источников электрической энергии Центрального энергорайона и тепловой энергии для системы централизованного теплоснабжения Петропавловска-Камчатского. Установленная мощность Камчатской ТЭЦ-2 на 01.01.2020 составила 160 МВт, тепловая мощность – 360 Гкал/час.

Таблица 7 – Оборудование Камчатской ТЭЦ-2

№ агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Установленная мощность	
					МВт	Гкал/ч
	<i>турбины</i>		Газ, резервное топливо - мазут	г. Петропавловск-Камчатский	160	360
1	ПТ-80/100-130/13	1985			80	180
2	ПТ-80/100-130/13	1987			80	180
	<i>котлы</i>					
1-3	ЗхБКЗ-320-140 ГМ	1985, 1986 1988				3х320 т/ч

Общие показатели работы Камчатской ТЭЦ-2 в 2019 г. представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Показатели работы Камчатской ТЭЦ-2 за 2019 г.

Установленная мощность, МВт	160,0
Тепловая мощность, Гкал/час	410,0
Выработка электроэнергии, млн. кВт.ч	761,9
Собственные нужды на электроэнергию, %	9,8
Отпуск тепла всего, тыс.Гкал	768,89
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г/кВт.ч	318,7
Удельный расход топлива на отпуск тепла, кг/Гкал	134,3
КИУМ, %	53,8

Производство электроэнергии на электростанциях Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в 2019 году составило 1492 млн.кВт.ч, в том числе на ГЭС – 70,2 млн.кВт.ч (4,7% от суммарного производства), на ТЭС – 1038,4 млн.кВт.ч (69,6%), на ГеоЭС – 383,4 млн.кВт.ч (25,7%).

Мутновская ГеоЭС-1

Мутновская ГеоЭС-1 (установленная мощность 50 МВт) – современная геотермальная электростанция, состоящая из трех очередей энергоблоков. Основными зонами являются: парогенерирующие (геотермальные скважины; сепараторы первой ступени, удаленные до 1 км от скважин) и паротурбинные. Конструкция паротурбинных частей состоит из следующих элементов: сепараторов второй ступени; мощных паровых турбин, оснащенных конденсатором и градирней.

Тепловая схема ГеоЭС позволяет реализовать экологически чистое использование геотермального теплоносителя с исключением его прямого контакта с окружающей средой – за счет применения воздушных конденсаторов и системы 100 % закачки геотермального теплоносителя в землю (реинжекция рабочего тела).

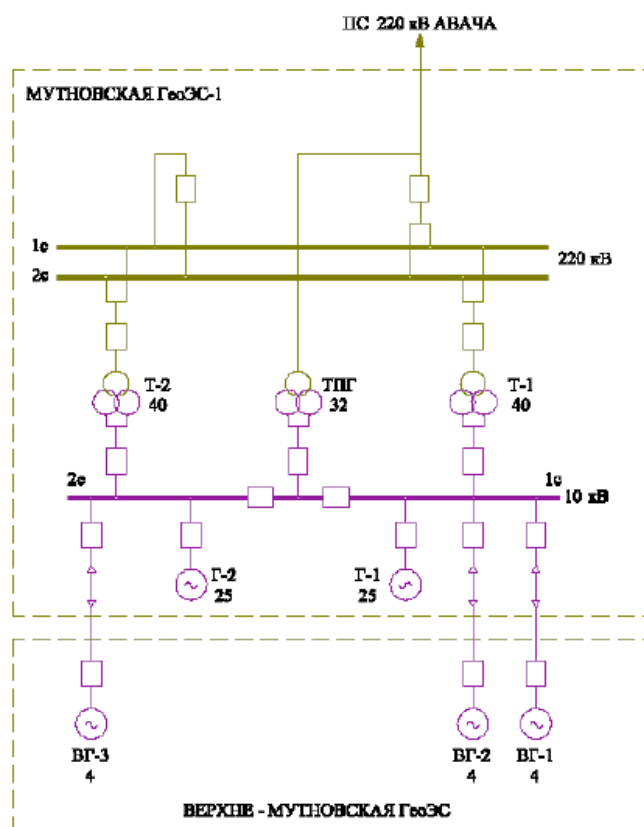


Рисунок 1 - Упрощённая существующая схема электрических соединений Мутновской ГеоЭС-1

Таблица 9 – Турбины Мутновской ГеоЭС-1

Количество гидроагрегатов	2
Тип	К-25-0,6 Гео конденсационная, активного типа, предназначена для работы на паре геотермальных источников
Мощность, МВт	25 мВт
Частота оборотов, мин ⁻¹	3000
Коэффициент полезного действия, %	Коэффициент готовности -не менее 0,99

Таблица 10 –Генераторы Мутновской ГеоЭС-1

Количество генераторов	2
Тип	Т 25-2УЗ
Мощность, МВт	Активная -25000 кВт
Коэффициент мощности	0,85
Напряжение, кВ	10,5
Возбуждение	бесщеточная диодная система возбуждения СВБД-255-320-10,5УХЛ4.

Каскад Толмачевских ГЭС

Толмачёвский каскад ГЭС — каскад гидроэлектростанций на реке Толмачёва состоящий из Толмачёвской ГЭС-1, ГЭС-2, ГЭС-3 общей мощностью 45,4 МВт, территориально расположен в Усть-Большерецком районе Камчатского края. С 2006 года станции Каскада эксплуатируются ПАО «Камчатскэнерго» и работают по пиковому графику.

Таблица 11 – Оборудование Каскада Толмачевской ГЭС

	№ агрегата	Тип оборудования	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Установленная мощность	
						МВт	
ГЭС-1		Станция-регулятор приплотинного типа с глубинным регулирующим водосбросом, с напором 17 м: гидрогенераторы 2ед.:			Усть-Большерецкий муниципальный район, р. Толмачева	2,2	
	1	СВ215/26-14УХ Л4	1999			1,1	
	2	СВ215/26-14УХ Л4	1999			1,1	
ГЭС-2		Станция деривационного типа с металлическим напорным водоводом с напором 163 м: гидроген				Гидроресурсы	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: гидрогенераторы 2ед.:			Гидроресурсы	18,4	
	1	СВ215/106-8УХ Л4	2001		9,2		
	2	СВ215/106-8УХ Л4	2001		9,2		

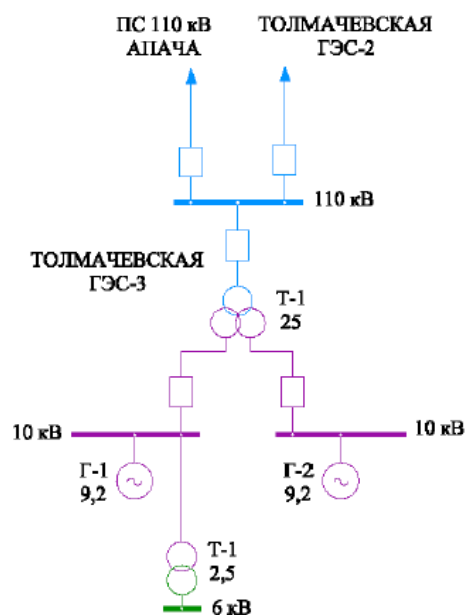


Рисунок 2 - Упрощённая существующая схема электрических соединений
Толмачевской ГЭС-3

1.4. Структурный анализ ЛЭП.

Энергосистема Камчатского края состоит из изолированных энергоузлов, крупнейшим из которых является Центральный энергоузел, в который входят электрические сети южной части Камчатского края, где проживает основная часть населения. Электрические сети напряжением 220 и 110 кВ получили развитие только в Центральном энергоузле, в котором также действует самая протяжённая сеть 35 кВ. Сети 220/110/35 кВ Центрального энергоузла находятся в ведении ПАО «Камчатскэнерго». В Центральном энергоузле находятся в работе следующие основные ВЛ:

220 кВ:

- ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача (80 км) - для выдачи мощности Мутновской и Верхне-Мутновской ГеоЭС.

110 кВ (в габаритах 220 кВ):

-ВЛ Камчатская ТЭЦ-2 - Елизово (39,3 км) и Елизово - Мильково (303,39 км) – для выдачи мощности Камчатских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2;

- ВЛ Развилка - Апача (49,7 км) - для выдачи мощности Толмачёвских ГЭС-1, ГЭС-2, ГЭС-3 в Центральный энергоузел.

-ВЛ Апача - Кавалерская (35 км) для выдачи мощности Толмачёвских ГЭС-1, ГЭС-2 и ГЭС-3 в Усть-Большерецкий (юго-западный) энергоузел.

Общая протяженность ВЛ 220 кВ (в т.ч. в габаритах 220 кВ) составляет 506,99 км.

110 кВ:

ВЛ:

– кольцевая сеть, выполненная двумя одноцепными ВЛ 110 кВ на участке КСИ – Камчатская ТЭЦ-2 (с отп. на ПС Северная) - Камчатская ТЭЦ-1 (с заходом одной цепи на ПС 110 кВ Завойко) - Зеркальная (с заходом одной цепи на ПС 110 кВ Океан и Центральная) (55 + 37,6 км) и одноцепной ВЛ 110 кВ на участке Зеркальная - Дачная - КСИ (12 км);

– две ВЛ 110 кВ транзита Елизово – Авача – Советская (с отп. на ПС Сосновка) –Крашенинникова (с отп. на ПС Приморская) (53,3 + 51,5 км);

– две ВЛ 110 кВ Елизово – КСИ (23,487 + 23,36 км);

– ВЛ 110 кВ Авача - Зеленовские озерки (17,91 км);

– ВЛ 110 кВ транзита Толмачёвская ГЭС-2 - Толмачёвская ГЭС-3 – Апача (59 км).

Общая протяжённость ВЛ 110 кВ составляет 344,865 км.

Общая протяжённость ВЛ 35 кВ составляет 369,16 км.

ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача проходит в экстремальных климатических условиях - сход снежных лавин на опоры ЛЭП 220 кВ, гололёдообразование, налипание мокрого снега на провода и конструкции, ветры 40-50 м/сек. Результатом воздействия указанных климатических факторов являются частые отключения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача, приводящие к необходимости полного останова Мутновских ГеоЭС и, как следствие, дозагрузки Камчатских ТЭЦ и увеличения расхода топлива (мазута). Повысить надёжность данной ВЛ можно путём усовершенствования конструкции опор (установки многогранных опор повышенной прочности), установки опор на лавинобезопасные фундаменты, применения провода типа

AERO-Z, обеспечивающего меньшее гололёдообразование и налипание снежных масс, модернизации схемы плавки гололёда.

Следует отметить, что перечисленные мероприятия не могут гарантировать полной отказоустойчивости ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача, в связи с чем необходимо увеличение надёжности выдачи мощности Мутновских ГеоЭС путём строительства новой ВЛ 220 кВ от Мутновской ГеоЭС до каскада Толмачёвских ГЭС.

1.5 Структурный анализ ПС

Суммарная трансформаторная мощность ПС 110 кВ (18 шт.) составляет 670,2 МВА (без учёта ТПП).

В Центральном энергоузле находятся в работе следующие основные ПС представленные таблице 12.

Таблица 12 - Перечень подстанций 110-220 кВ Центрального энергоузла

Наименование ПС	Количество и мощность трансформаторов	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
ПС 220 кВ Авача	1x63 МВА	Узловая	7-Четырёхугольник
ПС 110 кВ Зеркальная	2x40 МВА	Проходная	9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 110 кВ Дачная	2x16+25 МВА	Проходная	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
ПС 110 кВ КСИ	2x25 и 1x40 МВА	Узловая	13Н -Две рабочие и обходная системы шин
ПС 110 кВ Елизово	3x25 МВА и 1x40 МВА	Узловая	13Н -Две рабочие и обходная системы шин
ПС 110 кВ Зеленовские озёрки	2x40 МВА	Тупиковая	4Н -Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
ПС 110 кВ Сосновка	2x10 МВА + 1x6,3 МВА	Отпаечная	Нетиповая схема

Наименование ПС	Количество и мощность трансформаторов	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
ПС 110 кВ Советская	2x10 МВА	Проходная	9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 110 кВ Приморская	2x16 МВА	Отпаечная	4Н -Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
ПС 110 кВ Крашенинникова	2x25 МВА	Тупиковая	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
ПС 110 кВ Новая	2x16 МВА	Отпаечная	4Н -Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
ПС 110 кВ Центральная	1x16 МВА + 1x10 МВА	Проходная	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
ПС 110 кВ Океан	2x10 МВА	Проходная	4Н -Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
ПС 110 кВ Завойко	1x6,3 МВА + 2x10 МВА	Проходная	9-Одна рабочая секционированная выключателем система шин
ПС 110 кВ Северная	1x16 МВА + 1x25 МВА	Отпаечная	4Н -Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
ПС 110 кВ Кавалерская	1x10 МВА + 1x16 МВА	Тупиковая	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
ПС 110 кВ Апача	1x10 МВА + 1x2,5 МВА	Проходная	5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
ПС 110 кВ Малки	1x2,5 МВА	Проходная	1-Блок (линия трансформатор) с разъединителем

Наименование ПС	Количество и мощность трансформаторов	Способ присоединения к сети	Схема РУ ВН
ПС 110 кВ Мильково	2x16 МВА	Тупиковая	4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
ПС 110 кВ Развилка	2x16 МВА	Проходная	4Н - Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

Суммарная трансформаторная мощность ПС 110 кВ (18 шт.) составляет 670,2 МВА (без учёта ТПП). Суммарная трансформаторная мощность ПС 35 кВ (17 шт.) составляет 145 МВА.

1.6. Анализ электропотребления и балансов электроэнергии центрального энергоузла

Энергосистема Камчатского края работает изолированно от ЕЭС России. Объём потребления по энергосистеме Камчатского края в 2019 году составил 1654 млн кВт.ч., в т.ч. по Центральному энергоузлу 1492 млн кВт.ч при максимуме нагрузки – 253 МВт. По сравнению с показателем 2018 года (1441 млн кВт.ч), спрос на электроэнергию по Центральному энергоузлу в 2019 вырос на 3,5%.

В региональной структуре электропотребления преобладает непромышленный сектор (сфера услуг, домашние хозяйства), удельный вес которого в структуре потребления электроэнергии составляет около 60%.

Баланс мощности Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края за 2018 год на час прохождения максимума электрической нагрузки приведён в таблице 13, баланс электроэнергии – в таблице 14

Электростанции со значительным резервом обеспечивали потребность Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края в мощности и электроэнергии. В 2019 году при максимуме электрической нагрузки 253 МВт величина фактического резерва мощности (с учётом мощности оборудования,

находившегося в ремонте и в консервации) составила 230,2 МВт. Число часов использования установленной мощности ТЭС ПАО «Камчатскэнерго» составило 1003 часа в год. Годовая загрузка электростанций АО «Геотерм» составила 6184 часа в год.

Таблица 13– Баланс мощности Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края за 2019 год, МВт

	2019 год
<i>Потребность</i>	
Собственный максимум	253
<i>Покрытие</i>	
Установленная мощность	483,2
в том числе: ГЭС	45,4
ТЭС	375,8
ГеоЭС	62
Ограничения, всего	16,6
в том числе: ГЭС	4,2
ТЭС	0
ГеоЭС	12,4
Располагаемая мощность	466,6
в том числе: ГЭС	41,2
ТЭС	375,8
ГеоЭС	49,6
Нагрузка электростанций	253
в том числе: ГЭС	41
ТЭС	210
ГеоЭС	2
Фактический резерв (с учетом ремонта и консервации)	230,2
% резерва к максимуму потребления	91

Таблица 14– Баланс электрической энергии Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края за 2019 год

	Ед.измер.	2019 год
<i>Потребность</i>		
Потребление электрической энергии	млн.кВт.ч	1492
<i>Покрытие</i>		
Производство электроэнергии	млн.кВт.ч	1492
в том числе: ГЭС	млн.кВт.ч	70,2
ТЭС	млн.кВт.ч	1038,4
ГеоЭС	млн.кВт.ч	383,4
Число часов использования установленной мощности, час/год		
ТЭС	час/год	1003
ГеоЭС	час/год	6184

1.7. Анализ установившихся режимов существующей сети

Целью выполнения анализа установившихся режимов работы существующей сети является выявление «узких мест» в электрической сети напряжением 35-220 кВ.

Согласно отчётному потокораспределению за 2018-2019 гг. загрузка ВЛ 110-220 кВ не превышали допустимые значения, в частности:

- Загрузка транзита 110 кВ Толмачёвские ГЭС – Апача – Развилка – Елизово по данным контрольного замера 18.12.2019 составляла на участках:
 - Толмачёвские ГЭС – Апача: 22,5 + j1,3 МВА (107 А), что составляет 18% от ДДТН данной ВЛ (600 А);
 - Апача - Развилка: 19,4 + j0,9 МВА (93 А), 16% от ДДТН (600 А);
 - Развилка – Елизово: 13,2 + j8,4 МВА (77 А), 13% от ДДТН (600 А).
- Загрузка ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача (80 км) по данным контрольного замера 18.12.2019 составляла: 47,7 + j12,5 МВА (125 А), 21% от ДДТН (600 А).
- Наибольшая загрузка транзита ВЛ 110 кВ Елизово – Авача – Советская (с отп. на ПС Сосновка) – Крашенинникова (с отп. на ПС Приморская) по

данным контрольного замера 18.12.2019 составляла: (53,3 + 51,5 км): 31,6 + j15,1 МВА (176 А) (на участке Авача – Елизово, 7,8 км), 29% от ДДТН (600 А).

Согласно отчётному потокораспределению за 2018-2019 гг. загрузка трансформаторов (автотрансформаторов) 110-220 кВ, а также напряжения на шинах ПС 110-220 кВ не превышали допустимые значения, в частности:

Напряжения на шинах ПС и электростанций составляли:

- ПС 220 кВ Авача: 230 кВ (Удоп=242 кВ);
- ПС 110 кВ Елизово: 115 кВ (Удоп=126 кВ);
- ПС 110 кВ Развилка: 119 кВ (Удоп=126 кВ);
- ПС 110 кВ Апача: 121 кВ (Удоп=126 кВ);
- шины 220 кВ Мутновских ГеоЭС: 230 кВ (Удоп=242 кВ);
- шины 110 кВ Толмачёвских ГЭС: 123 кВ (Удоп=126 кВ).

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ РАЗВИТИИ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ

2.1 Тенденции и проблемы развития изолированных систем электроснабжения

Большая часть территории регионов Российской Федерации в силу своего географического положения, климатических условий и рельефа не охвачена централизованным электроснабжением.

Технико-экономическое обоснование энергоснабжения изолированных потребителей и вопросы современного состояния развития электроснабжения изолированных районов осуществляется во многих публикациях. Авторы приводят экономическое обоснование эффективности подключения потребителей к централизованному энергоснабжению или аргументацию использования местных небольших источников энергии для разных районов в зависимости от тарифов на электроэнергию и стоимости топлива. На основании результатов этих технико-экономических обоснований можно сделать вывод, что существует достаточно большое количество отдаленных районов, потребители которых должны снабжаться изолированными системами электроснабжения (СЭС). [1, 6-14].

Следующие характеристики оказывают существенное влияние на формирование, развитие и функционирование СЭС в отдаленных районах [15]:

- недостаточно освоенные территории (преобладание небольших населенных пунктов с малым уровнем электропотребления);
- большая площадь территорий с малой плотностью электрических нагрузок (стоимость транспортировки электроэнергии больше);
- высокий удельный вес топливной составляющей при производстве электроэнергии;
- суровые климатические условия;

-низкий уровень технической оснащенности объектов электроэнергетики.

Эти районы характеризуются наличием рассредоточенных потребителей, обеспечение электрической энергией которых может осуществляться только с использованием децентрализованных источников электроэнергии. В связи с этим комплексная разработка систем изолированного электроснабжения для отдаленных районов является важной задачей по обеспечению потребителей необходимым качеством и надежностью, в которой они нуждаются.

Одним из способов улучшения снабжения электроэнергией отдаленных изолированных территорий является приоритетное использование возобновляемых и местных энергетических ресурсов. Применение этого подхода требует комплексного анализа возможностей использования альтернативных вариантов энергоснабжения и оценки их технической и экономической эффективности.

По мнению автора работы Елистратова В.В. «Автономное энергоснабжение территорий России энергокомплексами на базе возобновляемых источников энергии» [6], необходимо повысить самообеспеченность удаленных территорий местными топливно-энергетическими ресурсами, в том числе с точки зрения повышения их энергетической безопасности. При производстве электроэнергии 2,54 млрд. кВт*ч в год использование распределенных источников генерации, основанных на использовании возобновляемых источников энергии, гарантирует:

- снижение потерь на транспортировку и распределение электроэнергии на 15–20% из-за близости объектов генерации к потребителям;
- значительное сокращение объема привозного топлива (при условии, что возобновляемая энергия заменяется до 50% энергии, генерируемой дизельной распределенной генерацией);
- снижение вредных выбросов в окружающую среду;

- повышение надежности энергоснабжения потребителей в таких областях.

Широкое использование возобновляемых источников энергии является мировой тенденцией. Эти источники действуют как альтернатива традиционным источникам энергии. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2030 года предусматривает замену 20 миллионов тонн стандартного топлива из традиционных источников энергии путем выработки возобновляемых источников энергии[16]. Для этого необходим комплексный подход к анализу научных, экономических и технологических аспектов использования этих установок[15].

При развитии изолированных систем необходимо учитывать тот факт, что в настоящее время у потребителей появились новые энергопринимающие устройства с повышенными требованиями к качеству электроэнергии и надежности электроснабжения. Развитие генерации шагнуло вперед, появились новые технологии (газотурбинные и газопоршневые установки, ветроэнергетические установки, солнечные электростанции, накопители электрической энергии).

Принципы активности изолированных СЭС можно реализовать на основе современных технических возможностей: современное оборудование, также необходимо наличие современных информационно-коммуникационных систем и систем управления (автоматические средства управления конфигурацией и параметрами системы) с целью:

- соответствовать требованиям экономической эффективности в нормальных, ремонтных, аварийных и других условиях;
- соответствовать требованиям надежности электроснабжения потребителей;
- соответствовать требованиям качества поставляемой потребителям электроэнергии [17].

Эти автоматические средства управления могут быть реализованы на основе коммутационных устройств с дистанционным управлением, а также систем управления источниками распределенной генерации. [18-21]. В этом случае должна быть обеспечена координация взаимодействия системы активного энергоснабжения с управлением нагрузкой. Это может быть сделано, например, активными потребителями, которые могут контролировать собственное потребление энергии в темпе процесса, включая использование дифференцированных тарифов на электроэнергию или текущей цены на оптовом рынке электроэнергии [22].

2.2 Инновационные технологии и оборудования изолированных сетей

Перспективными энергетическими технологиями, способными повысить эффективность и надежность электроснабжения и теплоснабжения потребителей изолированных зон, а также сократить количество импортируемого топлива и объем бюджетных субсидий могут когенерационные установки, работающие на местном топливе, небольшие атомные электростанции, ветряные и солнечные электростанции.

Когенерационная установка.

Когенерация используется в электроэнергетике и является технологическим процессом для одновременного производства электрической и тепловой энергии. Основным посылом в развитии когенерации является тот факт, что в производстве электрической энергии есть техническая возможность использовать (удалять) попутное тепло.

В настоящее время этот процесс является наиболее экономически целесообразным способом получения энергоресурсов, повышая общую эффективность когенерационных установок до 90%. Когенерация в России и мире активно используется в современных энергосистемах, в городских теплоэлектростанциях (ТЭЦ), которые обеспечивают централизованное электроснабжение и теплоснабжение большого числа потребителей.

Когенерационные установки (когенераторы) используются в малой децентрализованной генерации (мини-ТЭС, мини-ТЭС) в локальных системах электроснабжения. Такое развитие объясняется целым рядом факторов, главные из которых - близость размещения к потребителю, независимость от внешних поставок энергоресурсов, повышение надежности энергоснабжения. В малой распределенной энергетике наиболее часто используются установки когенерации на базе газопоршневых двигателей и газотурбинных агрегатов [3].

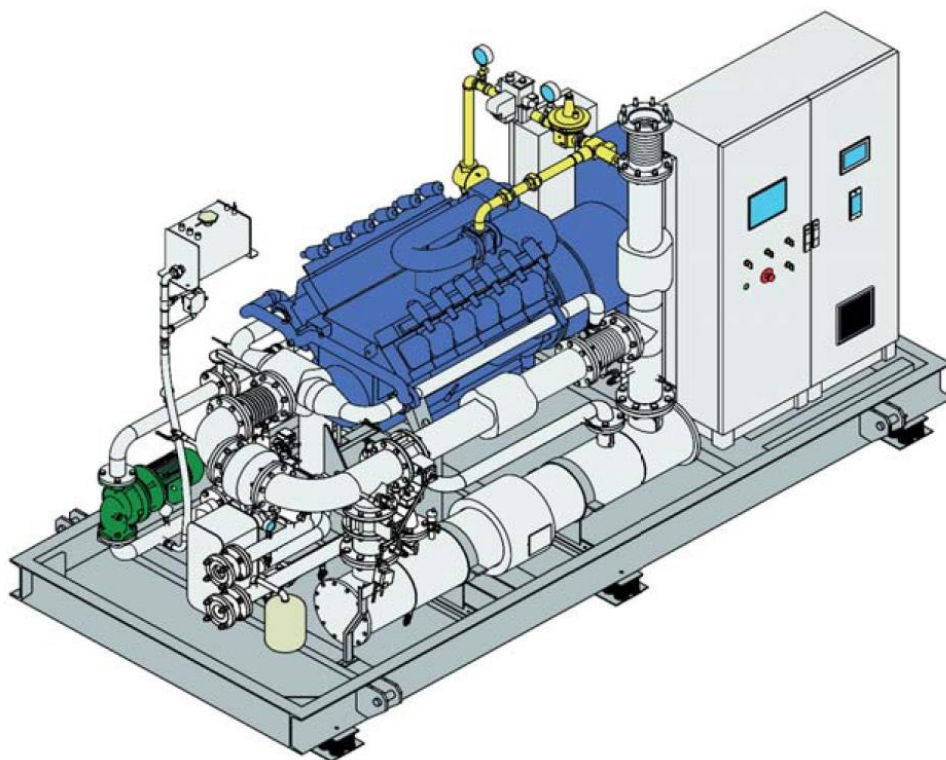


Рисунок 3- Внешний вид когенерационной установки

Атомные станции малой мощности (АСММ).

В настоящее время не только в России, но и во всем мире интерес к маломощным реакторам как перспективным источникам энергии для регионов с децентрализованным электроснабжением быстро растет. Это оправдано тем, что в сложных природных условиях традиционные источники энергии не могут удовлетворить растущий спрос на тепло и электроэнергию повсюду.

АСММ более надежны в эксплуатации, чем возобновляемые источники энергии, и их производительность не зависит от природных и климатических

условий (скорость ветра, поток солнечной радиации). АСММ не нуждаются в постоянной доставке больших объемов топлива.

Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом» разрабатывает широкий спектр атомных электростанций с малой мощностью. АЭС мощностью 50 МВт на базе реактора РИТМ-200 выступает в качестве демонстрационного проекта в наземном сегменте АСММ. Это универсальное масштабируемое решение, подходящее для стран, которые не готовы реализовать крупномасштабный ядерно-энергетический проект, а также для районов с ограниченной энергетической инфраструктурой и отдаленных регионов.

Проект АСММ, который, к счастью, был воплощен в металле, - это плавучая атомная электростанция (ПАЭС).

Плавучий энергоблок (ПЭБ) представляет собой большое самоходное морское судно (длина - 144 м., ширина - 30 м., водоизмещение - 21,5 тыс. т.). Все радиационные и ядерные материалы находятся внутри ПЭБ. Набор из четырех активных зон обеспечивает длительный период работы между заводскими ремонтами.

В средней части судна располагаются реакторный отсек и отсек обращения с ядерным топливом, которые защищены конструктивной защитой судна. В передней части находятся турбогенератор и электрический отсек, в задней части - вспомогательный блок и жилой блок. На борту одной ПАТЭС – две независимые ядерные энергетические установки, каждая из которых имеет электрическую мощность 35 МВт, что гарантирует потребителям необходимое резервирование, если нет других источников энергии.

Электроэнергия подается напрямую от ПАТЭС к потребителям через кабельную сеть 10 кВ, а удаленным потребителям - через береговую подстанцию, которая повышает напряжение до 110 кВ.

Инновационное развитие сети с новыми характеристиками надежности, эффективности, доступности и управляемости может быть реализовано только со следующими нововведениями:

- внедрение в сети активных элементов, способных подстраиваться под режимы работы;
 - современный подход к управлению технологическими процессами;
 - кластерный подход к модернизации инфраструктур электроэнергетики
- это полная модернизация, основанная на наборе элементов (все виды производства, сеть, нагрузка), образуя интегрированную группу, способную к самостоятельной работе.

3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЦЕНТРАЛЬНОГО ЭНЕРГОУЗЛА ИЗОЛИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ КАМЧАТСКОГО КРАЯ

В настоящее время на напряжении 220 кВ в центральном энергоузле работает одна ВЛ 220 кВ Авача - Мутновская ГеоЭС, протяжённостью 80 км, по которой выдаётся мощность Мутновской и Верхне-Мутновской ГеоЭС. ВЛ 220 кВ Авача - Мутновская ГеоЭС проходит в экстремальных климатических условиях – гололед, налипание мокрого снега на провода и конструкции, ветры 40-50 м/сек, сход снежных лавин на опоры и т.д., что ведет к снижению надежности данной ВЛ. Результатом воздействия указанных климатических факторов являются частые отключения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача, приводящие к необходимости полного останова Мутновских ГеоЭС и, как следствие, дозагрузки Камчатских ТЭЦ и увеличения расхода топлива (мазута). Повысить надёжность можно путём усовершенствования конструкции опор ВЛ 220 кВ Авача - Мутновская ГеоЭС (установки многогранных опор повышенной прочности), установки опор на лавинобезопасные фундаменты, применения провода типа АЕРО-Z, обеспечивающего меньшее гололёдообразование и налипание снежных масс, модернизации схемы плавки гололёда.

Схема ПС 220 кВ Авача, на которую выдаётся мощность Мутновской ГеоЭС, не отвечает требованиям надежности из-за установленного на ПС только одного АТ 220/110 кВ 63 МВА. При различного рода отключении (аварийный, ремонтный или на плавка гололёда) ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС Авача или отключении АТ на ПС Авача мощность МГеоЭС «заперта».

Факторы снижающие надежность схемы выдачи мощности Мутновских ГеоЭС по одной цепи ВЛ 220 кВ:

1. Основные отключения ВЛ 220 кВ в произошли из-за перехлёста проводов и обрывов изоляторов. Это связано с территориальным расположением края (временами происходят выносы влажных масс с океана,

как результат сильное и быстрое гололедообразование, что приводит к увеличению площади провода и ветровой нагрузка на него);

2. Территориальное расположение ВЛ в районах примыкания и пересечения с лавиноопасными участками (полное или частичное разрушение опор и как следствие к длительному восстановительному ремонту);

3. Проблемы с осмотрами, техобслуживанием и ремонтом ВЛ, проходящей по местности, где в течении 9-10 месяцев на высокогорных участках лежит устойчивый снежный покров толщиной 4-10 м и во время циклонов скорость ветра нередко превышает 40 м/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.

Суточные ограничения на потребление природного газа объектами ПАО «Камчатскэнерго» в настоящее время составляют 1,3 млн. м³. При превышении потребности в топливе сверх установленных лимитов часть оборудования Камчатской ТЭЦ-1 переводится на использование резервного топлива – мазут.

Мазут и дизельное топливо для электростанций Центрального энергоузла на территорию Камчатского полуострова доставляется морским путём в спецконтейнерах в порт Петропавловска-Камчатского в период летней навигации.

2. Изменение погодных условий меняет режим работы и состав оборудования ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 на случай отключения ВЛ 220 кВ для резервирования генерирующих геотермальных мощностей.

3. Недовыработка электроэнергии (более 810 млн. кВт*ч) приводящая к убыткам. Причины этого:

- аварийные отключения ВЛ 220 кВ - 107 тыс. кВт*ч;
- плавка гололеда - 4000 тыс. кВт*ч.;

– внеплановые выходы в ремонт ВЛ - 2900 тыс. кВт*ч.

4. Ежегодный вывод ВЛ в плановый ремонт и недоотпуск порядка 21,25 млн. кВт*ч.

3.1. Разработка вариантов развития электрических сетей и их технический анализ

В период до 2040 года с учётом разработанного уровня электропотребления и перспективной загрузки электростанций полностью вырабатывает свой ресурс генерирующее оборудование Камчатской ТЭЦ-2 и турбоагрегат №6 на Камчатской ТЭЦ-1 (таблицы 15, 16).

Таблица 15 – Камчатская ТЭЦ-1

Уст. мощность на 01.01.2020 204 МВт	Уст. мощность агрегата	Год ввода	Остаточный ресурс на 01.01.2020, час	Количество продлений на 01.01.2020	Средняя перспективная загрузка блока, час/год	Год выработки остаточного продленного ресурса	Примечания
№4 Р-44-90/1,2	44	1970	70982	нет	3550	за 2040	с 1 продлением
№5 К-50-90-4	55	1975	122093	нет	3840	за 2040	-
№6 Т-50-90	50	1977	42392	нет	6700	2037	с 3 продлениями
№7 К-50-90-4	55	1980	130129	нет	3830	за 2040	-

Таблица 16 – Камчатская ТЭЦ-2

Уст. мощность на 01.01.2020 204 МВт	Уст. мощность агрегата	Год ввода	Остаточный ресурс на 01.01.2020, час	Количество продлений на 01.01.2020	Средняя перспективная загрузка блока, час/год	Год выработки остаточного продленного ресурса	Примечания
№1 ПТ-80-130-13	80	1985	12670	нет	7220	2033	с 3 продлениями
№2 ПТ-80-130-13	80	1987	27496	нет	7220	2035	с 3 продлениями

Для Камчатской ТЭЦ-1 предусматривается вывод из эксплуатации выработавшего парковый ресурс оборудования:

– вывод из эксплуатации генерирующего оборудования Камчатской ТЭЦ-1, выработавшего парковый ресурс с учетом трех продлений (ст. №6 в 2037 году).

Для Камчатской ТЭЦ-2 предлагается замена генерирующего оборудования (в соответствии с принятыми в предыдущих работах решениями) и в качестве основного рассматривается следующий сценарий замены генерирующего оборудования:

– с учётом трёх продлений паркового ресурса и заменой оборудования на аналогичное: ст. №1 – в 2032 году, ст. №2 – в 2034 году.

С учётом невозможности проведения мероприятий по замене генерирующего оборудования в период между годовыми максимумами электрической нагрузки Центрального энергоузла необходимо предусматривать замещающие мероприятия, в том числе для выбывающего генерирующего оборудования на Камчатской ТЭЦ-1, в более ранние по сравнению с проведением мероприятий по замене генерирующего оборудования сроки.

Учитывая значительный вклад Камчатской ТЭЦ-2 в покрытие потребности в мощности, тепло- и электроэнергии, возможно рассматривать сценарий, предусматривающий замену генерирующего оборудования на электростанции в более ранние сроки с учётом двух продлений паркового ресурса: ст. №1 – в 2029 году, ст. №2 – в 2031 году. При этом все замещающие мероприятия так же должны быть реализованы в более ранние сроки.

Рассматриваются следующие варианты развития генерирующих мощностей (включая замещающие мероприятия):

- вывод из эксплуатации блока №6 Т-50 на Камчатской ТЭЦ-1, замену блоков №1 и №2 и расширение Камчатской ТЭЦ-2 с вводом блока №3 80 МВт (в срок до начала замены блоков №1 и №2) и снятие ограничений располагаемой мощности Мутновских ГеоЭС с доведением её до 62 МВт;

- вывод из эксплуатации блока №6 Т-50 на Камчатской ТЭЦ-1, замену блоков №1 и №2 на Камчатской ТЭЦ-2 и сооружение первой очереди Камчатской ТЭЦ-3 с вводом первого блока 60 МВт (К-60) в срок до начала замены блоков №1 и №2 на Камчатской ТЭЦ-2, а также снятие ограничений располагаемой мощности Мутновских ГеоЭС.

Сценарии развития Центрального энергоузла энергосистемы Камчатской края:

1) без сооружения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 и сооружением 3-го блока (1 x 80 МВт) на КТЭЦ-2;

2) с сооружением ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 и сооружением 3-го блока (1 x 80 МВт) на КТЭЦ-2;

3) без сооружения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 и сооружением КТЭЦ-3 (1 x 60 МВт);

4) с сооружением ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 и сооружением КТЭЦ-3 (1 x 60 МВт).

Для дальнейших расчетов были выбраны первые два варианта развития, так как варианты с сооружением КТЭЦ-3 являются экономически затратными. Это связано с тем, что строительство отдельной станции включает в себя большой объем строительного-монтажных работ, в том числе сооружение двух КЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,4 км от РУ Камчатской ТЭЦ-3 до РУ Камчатской ТЭЦ-2.

3.2 Расчет токов КЗ

Расчёты токов короткого замыкания выполнены для определения требований к вновь устанавливаемой коммутационной аппаратуре и проверки соответствия отключающей способности действующего оборудования ожидаемым токам к.з. как на шинах Толмачевской ГЭС-3 и Верхне-Мутновской ГеоЭС, так и на подстанциях в зоне их влияния.

Расчётные модели сформированы в соответствии с нормальной схемой электрических соединений энергосистемы Камчатского края и планом развития

электрических сетей энергосистемы Камчатского края, принятом в Схеме и программе развития электроэнергетики Камчатского края на период 2019-2023 годы (утверждена распоряжением губернатора Камчатского края от 30 апреля 2019 года № 555-Р)[2].

Расчёты выполнены для трёхфазных и однофазных к.з. на основных подстанциях напряжением 35-220 кВ энергосистемы Камчатского края, находящихся в зоне влияния Толмачевской ГЭС-3 и Верхне-Мутновской ГеоЭС, при работе всех существующих и планируемых к вводу электростанций в режиме выдачи полной мощности.

По результатам расчётов, строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС- 1 –Толмачевская ГЭС-3 при изменении мощности генерирующего оборудования не приводит к превышению отключающей способности выключателей на ПС находящихся в зоне влияния электрических станций.

Отключающая способность выключателей, установленных на ПС Камчатского края отвечает требованиям надёжности по условию токов короткого замыкания.

Таблица 17- Результаты расчёта токов КЗ

№	Наименование подстанции	Шины	Отключающая способность выключателей, кА	I(3)max, кА	3I0 max, кА
1	ТЭЦ-1	110 кВ	20	10,12	12,25
2	ТЭЦ-2	110 кВ	25	10,88	13,53
3	Толмачевская ГЭС-3	220	20	1,49	1,5
		110	31,5	2,63	2,96
4	Толмачевская ГЭС-2	110	31,5	2,53	2,8
5	Мутновская ГеоЭС	220	31,5	1,75	1,97
		10	31,5	25,41	-
6	Океан	110	40	8,68	9,69
7	Центральная	110	40	8,2	9,15
8	Зеркальная	110	18,3/20/25/40	8,4	9,78

№	Наименование подстанции	Шины	Отключающая способность выключателей, кА	I(3)max, кА	3I0 max, кА
9	Дачная	110	20/40	7,81	8,87
10	Стройка	110	нет	10,47	12,96
11	Завойко	110	13,2/25/40	8,11	8,13
12	Северная	1с-110 кВ	40	7,38	7,55
		2с-110 кВ	40	7,38	7,43
13	КСИ	110	20/40	8,03	9,56
14	Новая	1с-110 кВ	20	6,44	6,81
		2с-110 кВ	20	6,31	6,6
15	Елизово	1, 2с-110	18,4/40	6,62	8,28
		1 с -35	6,6/10/25	3,08	3,94
		2 с - 35	6,6/10/25	3,08	3,94
16	Авача	220	40	1,62	1,74
		1 с-110	25/40	5,46	8,16
		2 с-110	25/40	5,19	6,19
17	Сосновка	1 с-110	20	4,34	5,12
		2 с -110	20	4,1	4,36
18	Советская	1 с-110	20/40	3,07	3,34
		2 с -110	20/40	2,99	3,19
19	Приморская	1 с-110	нет	2,82	3,06
		2 с -110	нет	2,88	3,18
20	Крашенинникова	110	20/25/40	2,71	3,18
21	Мильково	110	25	0,55	0,7
		1 с -35	10	0,74	1
		2 с -35	10	0,95	1,43
22	Апача	110	25/40	2,01	2,03
23	Кавалерская	110	25	1,4	1,36

3.3. Выбор принципов противоаварийного управления

В данном разделе представлен анализ существующей системы ПА энергосистемы Камчатского края.

При анализе существующей системы ПА, учтены следующие материалы:

- Нормальная схема электрических соединений объектов Центрального Камчатского энергоузла (КЦЭУ), введена 28.12.2018;

– Инструкция по эксплуатации противоаварийной автоматики (ПА). ПАО «Камчатскэнерго» филиал Региональное Диспетчерское Управление (утверждена 14.11.2018).

Существующая система противоаварийной автоматики энергосистемы Камчатского края предназначена для предупреждения аварий, вызванных снижением частоты посредством отключения потребителей на подстанциях. Сигналы на отключение потребителей передаются по высокочастотным (ВЧ) каналам ПА. Сигналы на отключение потребителей передаются по высокочастотным (ВЧ) каналам ПА.

В систему ПА входят:

- устройства фиксации отключения генераторов;
- блок микропроцессорной автоматической частотной разгрузки;
- устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР);
- устройства частотной делительной автоматики (ЧДА);

Устройства фиксации отключения генераторов.

Устройства фиксации отключения генераторов предназначены для фиксации факта отключения генераторов. Фиксация отключения генераторов осуществляется путем фиксации отключения выключателей 110 кВ блоков. Сигналы фиксации отключения генераторов от данных устройств используются в блоке микропроцессорной автоматической частотной разгрузки, установленном на ТЭЦ-1.

Устройства фиксации отключения генераторов установлены на ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. На ТЭЦ-1 фиксируется отключение блоков ТБ-4,5,6,7.

На ТЭЦ-2 фиксируется отключение блоков ТБ-1,2.

Сигналы от устройств фиксации отключения генераторов с ТЭЦ-2 передаются на ТЭЦ-1 по ВЧ-каналам, организованным по ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1-Завойко-ТЭЦ-2 и ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 – ТЭЦ-2.

Блок микропроцессорной автоматической частотной разгрузки.

Блок микропроцессорной автоматической частотной разгрузки установлен на ТЭЦ-1. Данное устройство работает по факту отключения генераторов на ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 и снижения частоты в энергосистеме - при скорости изменения частоты больше или равно 5 Гц/с. Блок микропроцессорной автоматической частотной разгрузки при срабатывании действует на отключение всей нагрузки, заведенной под АЧР на ПС 110 кВ, посредством пуска передачи команд по ВЧ-каналам ПА.

Перечень ПС 110 кВ на которых осуществляется отключение нагрузки приведен в таблице 18.

Таблица 18– Перечень ПС 110 кВ на которых осуществляется отключение нагрузки от блока микропроцессорной автоматической частотной разгрузки

Номер команды ПА	Наименование ПС 110 кВ
1	«Дачная» 2,4 секции
2	«Дачная» 1,3 секции
3	«КСИ»
4	«Зеркальная»
5	«Елизово»
6	«Центральная», «Советская»

Устройства автоматической частотной разгрузки.

Для предотвращения опасного снижения частоты при внезапном возникновении дефицита мощности в ЦКЭУ на ПС 110 кВ смонтированы устройства АЧР. Для восстановления энергоснабжения потребителей на ПС "Океан" и ПС "Новая" смонтированы устройства автоматического включения нагрузки по частоте (ЧАПВ).

Устройства частотной делительной автоматики.

Частотная делительная автоматика выполняет функцию выделения станции на питание собственных нужд или на изолированный район с обеспечение устойчивой работы генерирующего оборудования.

С целью предотвращения полного останова электростанций с потерей собственных нужд при внезапно образовавшемся большом дефиците генерирующей мощности, сопровождающимся глубоким понижением частоты в ЦКЭУ и работой АЧР на ПС 110 кВ, на Мутновской ГеоЭС-1 (МГеоЭС-1), ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 предусмотрена делительная автоматика по частоте (далее – АЧВ), которая работает в следующей последовательности:

а) отключает потребителей подключенных к 1СШ 110 кВ ПС «Елизово», 1 и 2 СШ 110 кВ ПС «КСИ», 1 и 2 секции 110 кВ ПС «Северная» и 2 секция 110 кВ ПС «Дачная»;

б) отключается ВЛ-114 (Горизонт):

- выделяет ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 на нагрузку ПС «Завойко», «Океан», «Центральная», «Зеркальная», «Стройка» и 1 секция 110 кВ «Дачная»;

- МГеоЭС и Каскад Толмачевских ГЭС на 2СШ 110 кВ ПС «Елизово» на нагрузку подстанций Приморского кольца ВЛ-110, Мильковского и Усть-Большерецкого энергорайонов.

в) МГеоЭС выделяется на нагрузку подстанций Приморского кольца ВЛ-110, Каскад Толмачевских ГЭС выделяется на Усть-Большерецкий энергорайон;

г) выделяет ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 на нагрузку ПС «Завойко», «Стройка» и ГРУ-6 кВ ТЭЦ-1; д) выделяет МГеоЭС-1 и В-МГеоЭС на СН;

е) разделяет ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2:

- ТЭЦ-1 нагрузка ГРУ-6 кВ;

- ТЭЦ-2 нагрузка ПС «Завойко», «Стройка».

ж) отключает внешнюю нагрузку ГРУ-6 кВ ТЭЦ-1.

3.4 Проектирование ЛЭП

Для второго варианта развития Центрального энергоузла необходимо выбрать сечение и марку провода проектируемой линии электропередач.

3.4.1 Выбор сечения.

Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых

интервалов. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t \quad (1)$$

где I_P - расчётный ток, А;

I_{max} - максимальный ток, А;

α_i - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_t - коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы (T_M).

Для воздушных линий 110 - 220 кВ, α_i принимается равным 1,05.

Принимаем α_t равным 1.

Максимальный ток в воздушных линиях рассчитывается по формуле:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} \quad (2)$$

где I_{max} - максимальный ток, кА;

P_{max} , Q_{max} - потоки активной максимальной и максимальной реактивной мощности, передаваемой по линии в зимний период, МВт, Мвар;

n_c - количество цепей;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, кВ.

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (v) выбираем провод марки АЕРО-Z 240 мм².

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АЕРО-Z 240 мм² длительный допустимый ток равен 850 А.

Вычислим рабочий максимальный ток в режиме ремонта ВЛ 220 кВ Авача – Мутновская ГеоЭС-1:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{59,7^2 + 1,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 220} = 156 \text{ А.}$$

Токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Авача – Мутновская ГеоЭС-1 не превышает длительно допустимый ток равный 850 А.

Компактный провод для высоковольтных линий электропередачи AERO-Z - это полностью взаимосвязанные проводники, которые состоят из одного или нескольких концентрических слоев круглых проволок (внутренние слои) и проволок в форме буквы «Z» (внешние слои). Каждый слой проволоки имеет изгиб в длину, выполненный с определенным шагом.

Имеют следующие основные преимущества перед обычными проводами:

- резкое снижение потерь при транспортировке электроэнергии по линиям электропередачи (магистральные);

- увеличение пропускной способности линии электропередачи с таким же сечением фазного проводника;

- практически полное отсутствие внешней коррозии проводников;

- резкое снижение пляски проводов от ветровых нагрузок;

- уменьшение налипания снега и льда на проводах;

- уменьшение нагрузки на поддерживающие устройства ЛЭП.

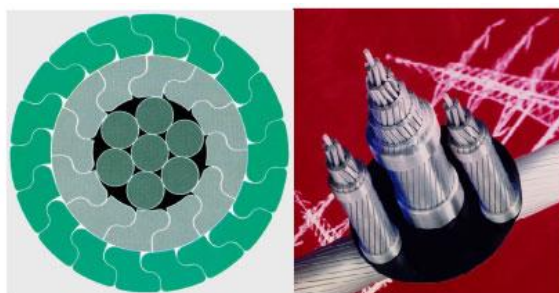


Рисунок 4 - Конструкция Z - образных проводов

3.4.2 Выбор опор.

При суровых климатических условиях прохода трассы данной ЛЭП необходимо выбирать конструкцию многогранных опор повышенной прочности с установкой их на лавинобезопасные фундаменты.

Преимущества использования таких опор:

1. *Сокращение сроков строительства* (возводятся в 2–4 раза быстрее, так как количества опор в линии меньше из-за прочностных характеристик многогранных конструкций и из-за увеличения расстояний между опорами);

2. *Сокращение материальных затрат*. Экономия при строительстве воздушных линий с использованием металлических многогранных опор достигает 12-15% по отношению к аналогам бетона и 40-50% к решетчатым.

Этому также способствует ряд причин:

- увеличенные расстояния поддержки;
- снижение транспортных и строительно-монтажных расходов;
- увеличенное время эксплуатации;
- относительно низкие затраты на демонтаж и утилизацию.

3. *Низкая стоимость и удобство транспортировки*. Многогранные стальные опоры ВЛ отличает удобство транспортировки. Секции длиной до 12 метров размещают друг в друге (телескопическая конструкция), и перевозят стандартным транспортом. Стоимость транспортировки многогранных опор в 3-4 раза меньше, чем аналогичных железобетонных.

4. *Снижение расходов на временный и постоянный землеотвод*.

5. *Адаптивность*. Прежде чем приступить к строительству линий электропередач, проводятся геодезические изыскания и готовится проект, который учитывает все характеристики местности: климатические условия, местность, социальный смысл объекта и др. Автоматизация процесса проектирования и изготовления СМО позволяет быстро подготовить к выпуску идеальную версию многогранной накладной опоры для линий и даже внести конструктивные изменения на этапе производства конструкций.

6. *Надежность*. Несколько факторов определяющие надежность:

- 1) долговечность (срок службы 50-70 лет);

2) безотказностью (выход из строя воздушных линий, построенных на многогранных опорах, встречается значительно реже, чем на железобетонных или решетчатых опорах);

3) ремонтпригодностью (катастрофического разрушения нет, замена неисправных узлов поддержки требует минимального времени);

4) сохраняемостью (сохраняет работоспособность при многократных погрузо-разгрузочных работах, длительной транспортировке или хранении конструкций).

5. Вандалоустойчивость.

Многогранные одноцепные опоры ПБМ220-1/ПМ220-1ф разработаны ЗАО ДЗМК «Метако» для использования при строительстве современных воздушных линий электропередач напряжением 220кВ.

Выбранные многогранные опоры ВЛ 220 кВ подойдут для подвешивания провода типа АЕРО-Z и грозозащитного троса ТК11/ТК100. Опоры предназначены для использования подвесных стеклянных изоляторов типа ПС300В и ПС160Д (для грозотроса).

3.5 Проектирование ПС

Для второго варианта развития необходима установка второго АТ 220/110 кВ 63 МВА марки АТДЦТН 63000/220/110 на ПС Авача, так как при снятии ограничений по выдаче мощности Мутновских ГеоЭС загрузка существующего АТ 220/110 кВ на ПС Авача приближается к максимально допустимой.

Проверка выбранного трансформатора осуществляется в нормальном и послеаварийном режиме по фактическому коэффициенту загрузки по следующим формулам:

$$K_3^{норм} = \frac{S_p}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (3)$$
$$K_3^{норм} = \frac{60000}{2 \cdot 63000} = 0,5$$

Полученное значение номинального коэффициента загрузки должно находиться в интервале от 0,5 до 0,75. В послеаварийном режиме работы

предполагается, что один из трансформаторов выведен из строя. Коэффициент загрузки в этом случае должен находиться в пределах от 1 до 1,4, исходя из возможности работы трансформатора со 140 % загрузкой. Следовательно, формула для определения коэффициента загрузки:

$$K_3^{П.А} = \frac{S_p}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (4)$$

$$K_3^{П.А} = \frac{60000}{(2 - 1) \cdot 63000} = 1$$

Так как коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не превышает 1,4, то делаем вывод, что трансформаторы загружены оптимально.

К этапу ввода в работу ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 для обеспечения присоединения новой ВЛ 220 кВ будет выполнено расширение РУ 220 кВ Мутновской ГеоЭС-1 на одну ячейку и на площадке ГЭС-3 каскада на р. Толмачева будет сооружено РУ 220 кВ с установкой АТ 220/110 кВ марки АТДЦТН 63000/220/110. При проверке значений коэффициента загрузки в нормальном и послеаварийном режиме находятся в допустимом интервале.

Для распределительного устройства 220 кВ примем к установке КРУЭ компании Siemens марки 8DN9, параметры КРУЭ приведем ниже в таблице .

Таблица 19 – Параметры КРУЭ 220 кВ компании Siemens марки 8DN9

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
Номинальное напряжение	кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	252
Номинальная частота	Гц	50
Номинальный ток	А	1250
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
Собственное время отключения выключателя	мс	56
Номинальный ток отключения симметричного тока	кА	31,5
Номинальный ток отключения аperiodической составляющей	кА	37
Расчетная длительность КЗ	с	3
Привод силового выключателя		Пружинный
Тип двигателя		Двигатель постоянного тока
Ожидаемый срок эксплуатации	год	>50
Температура среды	градус Цельсия	-25

Проведем проверку для КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}}$

2) По номинальному току: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$

3) По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую стойкость: $I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}, i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$

4) По тепловому импульсу-на термическую стойкость

$$W_k = I_{\text{п.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (5)$$

где $I_{\text{п.о}}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ;

$t_{\text{откл}}$ – полное время отключения КЗ.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.в.о}} + t_{\text{вв}} + t_{\text{рз}}, \quad (6)$$

где $t_{с.в.о}$ – собственное время отключения силового выключателя на КРУЭ 220 кВ, принимается 0,056 с;

$t_{вв}$ – время выдержки времени, в соответствие со степенями селективности, принимается 3 с;

$t_{рз}$ – время срабатывания цифровой релейной защиты, принимается 0,05 с.

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Параметры выбора КРУЭ 220 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 40,74 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 224,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{yd} = 22,84 \text{ кА}$	$i_{yd} \leq i_{пр.с}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

Проведем проверку для выключателя КРУЭ 220 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению: $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$

2) По номинальному току: $I_{ном} \geq I_{расч}$

3) По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения: $I_{ном.отк} \geq I_{нт}$

б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\alpha.ном} \geq i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном.отк}, \quad (7)$$

$$\text{где } \beta_{\text{ном}} = \frac{i_{\text{а.ном}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{отк}}} \quad (8)$$

4) По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую стойкость: $I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п.о}}, i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$

5) По тепловому импульсу-на термическую стойкость

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot t_{\text{откл}}, \quad (9)$$

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$$

Все каталожные и расчетный величины выбора и проверки сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Условия выбора и проверки силовых выключателей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мак}} = 40,74 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мак}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}}^3 = 8,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$i_{\text{а.ном}} = 36,97 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} = 9,98 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}}$
$i_{\text{вкл}} = 79 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 22,84 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}}^3 = 8,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{вкл}}$
$i_{\text{дин}} = 79 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 22,84 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.о}}^3 = 8,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}}^{(3)} \leq I_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.ном}} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 224,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей в КРУЭ 220 кВ соответствуют условиям выбора.

Проведем проверку для разъединителей и заземлителей КРУЭ 220 кВ.

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлены в таблице 22. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и

заземляющих ножей. Расчетные параметры принимаются, из рассчитанных выше для выключателя.

Таблица 22 – Параметры выбора разъединителей и заземлителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 40,74 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 224,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{дин} = 79 \text{ кА}$	$i_{уд} = 22,84 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данный разъединители и заземлители прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в КРУЭ.

Проведем проверку для трансформаторов тока КРУЭ 220 кВ.

- 1) По напряжению: $U_{уст} \leq U_{ном}$
- 2) По току: $I_{макс} \leq I_{1ном}$
- 3) По электродинамической стойкости $i_{дин} \geq i_{уд}$
- 4) По термической стойкости: $B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
- 5) По величине вторичной нагрузки: $Z_2 \leq Z_{2ном}$,

где $Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_{к}$.

Сопротивление контактов $r_{к}$ принимается равным 0,05 Ом при двух–трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

В таблице 23 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в КРУЭ 220 кВ.

Таблица 23 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 220 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Ртутный 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{учт} = 220$ кВ	$U_{учт} \leq U_n$
$I_{ном} = 50$ А	$I_{раб.мах} = 40,74$ А	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 0,8$ Ом (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78$ Ом	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 79$ кА	$I_{уд} = 22,84$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2977$ кА ² ·с	$B_k = 224,41$ кА ² ·с	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Проведем проверку для трансформаторов напряжения КРУЭ 220 кВ.

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_{Σ} – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

Условия выбора:

1) По напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$

2) По конструкции и схеме соединения обмоток:

Трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «У/У₀-0»;

3) По классу точности: 0,2;

4) По вторичной нагрузке.

Таблица 25– Мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР-3021	5	2	10
Варметр	СТ-3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Частотометр	СР-3021	5	1	5
Итого				52

Таблица 26– Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 220$ кВ	$U_{уст} = 220$ кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 100$ ВА	$S_{\Sigma} = 52$ ВА	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 220 кВ соответствуют условиям их выбора.

Выбор кабеля от КРУЭ 220 кВ до трансформатора.

Выберем кабель по длительно допустимому току:

$$I_{\text{раб.мах.220}} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}}, \quad (10)$$

где $I_{\text{раб.мах.220}}$ - рабочий максимальный ток, А;

k_1 -поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно лежащих кабелей (ПУЭ таб.1.3.26);

k_2 -поправочный коэффициент, учитывающий допустимую нагрузку послеаварийного режима (ПУЭ таб.1.3.23);

k_3 -поправочный коэффициент, учитывающий отличие рабочей температуры от той, при которой заданы $I_{\text{доп}}$ в ПУЭ (ПУЭ таб.1.3.13);

$I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток кабеля, А.

Принимаем три одножильных кабеля АПвБВ-400 с длительно допустимым током $I_{\text{доп}}=521$ А.

Расшифровка кабеля:

А- Алюминиевая токопроводящая жила

Пв- Изоляция из сшитого полиэтилена

Б- Броня из двух стальных лент

В- Оболочка из поливинилхлоридного пластика

Условие выполняется, следовательно, кабели марки АПвП с сечением 400 мм² могут быть приняты к эксплуатации.

3.6 Расчёты электрических режимов вариантов развития электрических сетей

Расчёты электрических режимов проведены на перспективу 2040 года.

Расчётные модели сформированы в соответствии с нормальной схемой электрических соединений Центрального энергоузла Камчатского края, Схемой и программой развития электроэнергетики Камчатского края на период 2019-2023 годы (утверждена распоряжением губернатора Камчатского края № 555-Р 30 апреля 2019 г.) и отчётными материалами, предоставленными полученными в ходе прохождения преддипломной практики в ПАО «Камчатскэнерго».

В расчётных моделях электрических сетей Камчатского края на 2040 года учтено следующее электросетевое строительство:

- ВЛ 110 кВ Елизово – Чайка в 2020 году;
- ВЛ 110 кВ Чайка – Богатыревка в 2020 году;
- заходы ВЛ 110 кВ Советская – Крашенинникова на ПС Стеллера в 2020 году;
- ПС 110 кВ Тундровая с заходами 2021 год;
- ПС 35 кВ Туристический кластер 2020 год;
- ПС 35 кВ Верхняя Паратунка с заходами 2021 год.

Дополнительно учтена установка второго АТ 220/110 кВ 63 МВА на ПС Авача, т.к. при снятии ограничений по выдаче мощности Мутновских ГеоЭС загрузка существующего АТ 220/110 кВ на ПС Авача приближается к максимально допустимой.

Расчёты режимов работы электрической сети 35 кВ и выше выполнены для температуры наружного воздуха 0°С для зимних, +15°С для летних в соответствии с Правилами устройства электроустановок (7 издание)[2].

Расчёты режимов работы электрической сети проведены на 2040 год для нормальной и основных ремонтных схем с учётом нормативных возмущений в указанных схемах в соответствии с требованиями к обеспечению надёжности электроэнергетических систем.

В Варианте 1 (без сооружения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 и сооружением 3-го блока (1 x 80 МВт) на КТЭЦ-2) рассмотрены режимы зимнего и летнего максимума нагрузки рабочего дня в следующих схемах:

- Схема 1: Полная схема
- Схема 2: Отключена ВЛ 220 кВ Авача – Мутновская ГеоЭС-1

В таблицах 27-28 представлена токовая загрузка элементов сети для нормальных и послеаварийных схем в режимах зимних и летних максимальных нагрузок рабочего дня на уровне 2040 г.

Таблица 27 Токовая загрузка элементов сети в режиме зимнего максимума нагрузки рабочего дня на уровне 2040 года.

Вариант 1 без сооружением ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3

Наименование элемента сети	Идоп, А	Схема 1				Схема 2			
		Р, МВт	Q, Мвар	I, А	%	Р, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 - Авача	815	-49	6	128	21	0	0	0	0
ВЛ 110 кВ Апача - Толмачевская ГЭС-3	535	10	-3	52	10	10	-2	51	10
ВЛ 110 кВ Развилка - Апача	815	6	1	33	5	6	2	34	6
ВЛ 110 кВ Елизово - Развилка	815	-1	10	54	9	-1	11	57	10
ВЛ 110 кВ Авача 1 СШ - Елизово	535	-16	4	82	15	18	2	95	18
ВЛ 110 кВ Авача 2 СШ - Елизово	535	5	3	32	6	19	2	99	18
ВЛ 110 кВ Елизово - ТЭЦ-2	815	17	26	156	26	35	27	221	37
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	455	3	19	96	21	18	17	129	28
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	455	4	19	98	22	20	16	131	29
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	455	-10	-19	111	24	-26	-17	158	35
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	455	-8	-18	102	22	-23	-17	146	32

В полной схеме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Авача – Мутновская ГеоЭС-1 составляет 25,7%.

В схеме с отключением ВЛ 220 кВ Авача – Мутновская ГеоЭС-1 токовая загрузка составляет:

- ВЛ 110 Елизово – КТЭЦ-2 – 45,6%;
- ВЛ 110 кВ Елизово-КСИ с отпайками – 45,8%;
- транзита 110 кВ КСИ-Дачная-Зеркальная – Центральная - Океан-ТЭЦ-1 – 39,4-72,1%% (наиболее загруженный участок транзита - ВЛ 110 кВ Дачная-Зеркальная).

Таблица 28 - Токовая загрузка элементов сети в режиме летнего максимума нагрузки рабочего дня на уровне 2040 года.

Вариант 1 без сооружения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3

Наименование элемента сети	Идоп, А (при $t = 15^{\circ}\text{C}$)	Схема 1				Схема 2			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 - Авача	815	-21	-17	70	12	0	0	0	0
ВЛ 110 кВ Апача - Толмачевская ГЭС-3	535	16	4	79	15	16	5	82	15
ВЛ 110 кВ Развилка - Апача	815	11	6	63	10	11	8	67	11
ВЛ 110 кВ Елизово - Развилка	815	1	14	73	12	1	15	81	13
ВЛ 110 кВ Авача 1 СШ - Елизово	535	9	-7	61	11	24	3	129	24
ВЛ 110 кВ Авача 2 СШ - Елизово	535	19	-1	99	19	25	4	134	25
ВЛ 110 кВ Елизово - ТЭЦ-2	815	37	31	242	40	44	38	293	49
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	455	18	21	141	31	25	26	185	41
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	455	19	20	143	31	27	25	188	41
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	455	-28	-21	176	39	-36	-26	225	49
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	455	-24	-21	162	36	-31	-26	206	45

В таблицах 29-30 представлены напряжения на шинах подстанций для нормальных и послеаварийных схем в режимах зимних и летних максимальных нагрузок рабочего дня 2040 г.

Таблица 29- Напряжения на шинах ПС в режиме зимнего максимума нагрузки рабочего дня на уровне 2040 года. Вариант 1 без сооружением ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3

Наименование ПС	Уном	Схема 1	Схема 2
		U, кВ	U, кВ
ПС 220 кВ Авача	220	224	212
Мутновская ГеоЭС-1	220	227	0
Толмачевская ГЭС-3	110	120	120
ПС 110 кВ Авача 1 СШ	110	112	110
ПС 110 кВ Авача 2 СШ	110	112	110
ПС 110 кВ Апача	110	118	117
ПС 110 кВ Развилка	110	117	115
ПС 110 кВ Елизово	110	112	111
ПС 110 кВ Богатыревка	110	106	104

Таблица 30- Напряжения на шинах ПС в режиме летнего максимума нагрузки рабочего дня на уровне 2040 года Вариант 1 без сооружением ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3

Наименование ПС	Уном	Схема 1	Схема 2
		U, кВ	U, кВ
ПС 220 кВ Авача	220	218	215
Мутновская ГеоЭС-1	220	220	0
Толмачевская ГЭС-3	110	117	116
ПС 110 кВ Авача 1 СШ	110	113	112
ПС 110 кВ Авача 2 СШ	110	113	112
ПС 110 кВ Апача	110	116	116
ПС 110 кВ Развилка	110	116	115
ПС 110 кВ Елизово	110	113	112
ПС 110 кВ Богатыревка	110	108	107

Результаты расчётов режимов работы электрической сети в графическом виде представлены Приложении Б.

На рисунке 5 представлено потокораспределение электрической мощности Камчатского края в нормальной схеме.

При отключении ВЛ 220 кВ Авача – Мутновская ГеоЭС-1 происходит отсоединение от энергосистемы Мутновских ГеоЭС с последующим аварийным остановом их генераторов. Для покрытия нагрузки энергосистемы требуется дозагрузка Камчатских ТЭЦ.

Анализ результатов расчётов показал отсутствие токовых перегрузок ВЛ и оборудования в нормальных и послеаварийных режимах зимнего и летнего максимума нагрузки рабочего дня 2040 года.

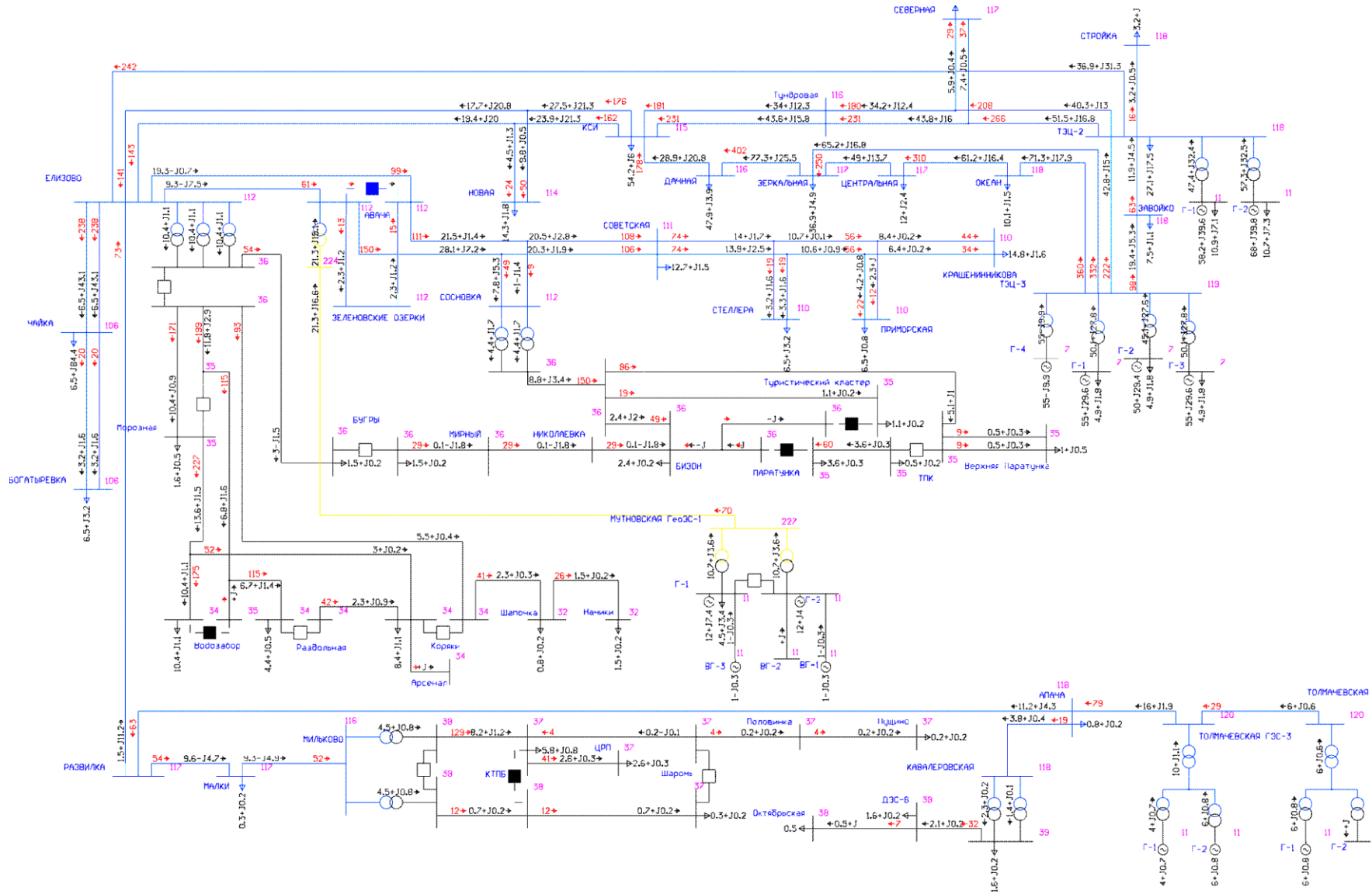


Рисунок 5- Режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня 2040 года. Вариант 1. Схема1. Нормальная схема

В Варианте 2 (с сооружением ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 и сооружением 3-го блока (1 х 80 МВт) на КТЭЦ-2) рассмотрены режимы зимнего и летнего максимума нагрузки рабочего дня в следующих схемах:

- Схема 1 Полная схема
- Схема 2 Отключена ВЛ 220 кВ Авача – Мутновская ГеоЭС-1
- Схема 3 Отключена ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3
- Схема 4 Отключена ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 – Апача

В полной схеме токовая загрузка ВЛ 220 кВ Авача – Мутновская ГеоЭС-1 составляет 24,9%, ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 – 3,3%.

При отключении ВЛ 220 кВ Авача – Мутновская ГеоЭС-1 токовая загрузка составляет:

- ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 - 20%;
- транзита 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 – Апача - Развилка - Елизово – 52,9-66,3%% (наиболее загруженный участок ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 - Апача).

При отключении ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 токовая загрузка ВЛ 220 кВ Авача - Мутновская ГеоЭС составляет 25,7%.

При отключении ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 – Апача токовая загрузка составляет:

- ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 – 7,8%;
- ВЛ 220 кВ Авача - Мутновская ГеоЭС 35,2 %.

В приложении А представлена токовая загрузка элементов сети для нормальных и послеаварийных схем в режимах зимних и летних максимальных нагрузок рабочего дня на уровне 2040 г.

В таблицах 31-32 представлены напряжения на шинах подстанций для нормальных и послеаварийных схем в режимах зимних и летних максимальных нагрузок рабочего дня 2040 года.

Таблица 31 – Напряжение на шинах ПС в режиме летнего максимума для Варианта 2

Наименование ПС	Uном	Схема 1	Схема 2	Схема 3	Схема 4
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 220 кВ Авача	220	230	220	228	228
Мутновская ГеоЭС-1	220	232	230	230	231
Толмачевская ГЭС-3	220	233	228	234	232
Толмачевская ГЭС-3	110	119	114	118	118
ПС 110 кВ Авача 1 СШ	110	118	114	118	118
ПС 110 кВ Авача 2 СШ	110	123	120	123	121
ПС 110 кВ Апача	110	122	115	122	121
ПС 110 кВ Развилка	110	121	114	121	121
ПС 110 кВ Елизово	110	118	115	118	118
ПС 110 кВ КСИ	110	120	117	119	119
ПС 110 кВ Дачная	110	120	118	120	120
ПС 110 кВ Зеркальная	110	121	119	121	121
ПС 110 кВ Чайка	110	114	110	114	114
ПС 110 кВ Богатыревка	110	114	110	113	113

Таблица 32 – Напряжение на шинах ПС в режиме зимнего максимума для
Варианта 2

Наименование ПС	U _{ном}	Схема 1	Схема 2	Схема 3	Схема 4
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 220 кВ Авача	220	227	216	225	225
Мутновская ГеоЭС-1	220	230	230	228	229
Толмачевская ГЭС-3	220	231	227	231	230
Толмачевская ГЭС-3	110	117	112	116	116
ПС 110 кВ Авача 1 СШ	110	116	112	116	116
ПС 110 кВ Авача 2 СШ	110	122	120	122	121
ПС 110 кВ Апача	110	120	114	120	118
ПС 110 кВ Развилка	110	119	113	119	118
ПС 110 кВ Елизово	110	116	113	116	116
ПС 110 кВ КСИ	110	119	117	119	119
ПС 110 кВ Дачная	110	120	118	120	120
ПС 110 кВ Зеркальная	110	121	119	121	121
ПС 110 кВ Чайка	110	110	106	110	110
ПС 110 кВ Богатыревка	110	110	106	110	110

Результаты расчётов режимов работы электрической сети в графическом виде представлены Приложении Б.

Анализ результатов расчётов режимов показал отсутствие токовых перегрузок ВЛ и оборудования в нормальных и послеаварийных схемах зимнего максимума нагрузки рабочего дня и летнего максимума нагрузки рабочего дня 2040 году.

Без сооружения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 в ремонтных схемах при одновременном отключении ВЛ 220 кВ Авача – Мутновская ГеоЭС-1 и одного энергоблока 80 МВт на Камчатской ТЭЦ-2 в

Центральном энергоузле возникает дефицит мощности, который в период до 2035 года может быть покрыт за счёт использования резервной мощности, а после 2035 года потребуется отключение части потребителей в объёме 17-37 МВт.

Следовательно выбираем для дальнейших расчетов вариант 2 с сооружением ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 и сооружением 3-го блока (1 x 80 МВт) на КТЭЦ-2.

3.7 Регулирование напряжение и компенсация реактивной мощности

Для компенсации реактивной мощности и обеспечения величины напряжения на ПС в допустимых пределах в сетях Центрального энергоузла энергосистемы Камчатского края установлены:

- БСК суммарной мощностью 20,25 Мвар (на ПС 110 кВ Елизово, Авача, Приморская, Крашенинникова, Кавалерская);
- шунтирующий реактор мощностью 3,3 Мвар на ПС 110 кВ Крашенинникова.

В таблице 33 представлен баланс реактивной мощности энергосистемы Камчатского края в характерных режимах.

Таблица 33 – Баланс реактивной мощности энергосистемы Камчатского края

Составляющие баланса	С учётом строительства ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачёвская ГЭС-3	
	Зимний максимум	Летний максимум
	Расширение КТЭЦ-2 (третий энергоблок 1x80 МВт)	Расширение КТЭЦ-2 (третий энергоблок 1x80 МВт)
Станции, Мвар	160	103
ЛЭП, в т.ч. , Мвар	55	57
Итого, Мвар:	215	160
Нагрузка, Мвар	161	122
Потери в ЛЭП, Мвар	21	13
Потери в ТР и АТ, Мвар	33	25
Итого, Мвар:	215	160

В таблице 34 приведены сводные результаты расчётов напряжений в сети 35-220 кВ энергосистемы Камчатского края в нормальных схемах для всех рассмотренных вариантов. Как видно из результатов расчётов, напряжения на шинах ПС 35-220 кВ энергосистемы Камчатского края находятся в допустимых пределах. Таким образом, установленных средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) достаточно для поддержания напряжения в энергосистеме Камчатского края в допустимых пределах.

Таблица 34– Диапазоны напряжений в сети 35-220 кВ энергосистемы Камчатского края

Составляющие баланса	Напряжения на шинах ПС (с учётом строительства ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачёвская ГЭС-3), кВ	
	Зимний максимум	Летний максимум
	Расширение КТЭЦ-2 (третий энергоблок 1х80 МВт)	Расширение КТЭЦ-2 (третий энергоблок 1х80 МВт)
Сеть 220 кВ		
Максимум	230,8	233,0
Среднее	229,3	231,6
Минимум	226,7	229,5
Сеть 110 кВ		
Максимум	122,6	123,1
Среднее	118,0	119,6
Минимум	109,9	113,8
Сеть 35 кВ		
Максимум	39,5	39,9
Среднее	37,0	37,9
Минимум	33,8	35,5

4 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИНЯТЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

Учитывая суровые природно-климатические условия, в которых функционирует Центральный энергоузел энергосистемы Камчатского края, и необходимость обеспечения надёжного бесперебойного электроснабжения потребителей рассмотрено несколько вариантов прохождения трассы ВЛ 220 кВ Мутновской ГеоЭС-1- Толмачевская ГЭС-3.

4.1 Камеральная проработка вариантов прохождения трасс линий электропередачи (проработка вариантов)

Начальная точка – выходной портал ЗРУ 220 кВ Мутновской ГеоЭС-1 (расширение).

Конечная точка – РУ 220 кВ Толмачевской ГЭС-3 (новое строительство).

Воздушная прямая – 54,07 км.

Основное направление трассы – Запад-Северо-запад (З-С-З).

Административно трасса ВЛ 220 кВ расположена на территории Камчатского края, Елизовского и Усть-Большерецкого районов.

Ниже представлены описания вариантов прохождения трассы ВЛ 220 кВ.

Вариант 1 («Северный»)

Выход с ПС Мутновской ГеоЭС-1 – в северном направлении в одном коридоре с существующей ВЛ 220 кВ Л-201 Мутновская ГеоЭС-1 – Авача (слева от существующей ВЛ по ходу движения), обходя сопку Скалистая с северо-востока, далее – по направлению С-З между сопками Междуречье и Красная, далее – в направлении З-Ю-З вдоль долины реки Верхн. Толмачева, обходя горы Видная, Пик с юго-запада до пересечения с рекой Прав. Толмачева, после которого направление меняется на С-З.

Далее трасса ВЛ 220 кВ обходит озера Толмачева, Открытое, Чаша (по южной кромке Плато Толмачева, более известного, как Шлаковый конус Толмачев Дол) с северной стороны и с основным направлением З подходит к

пересечению с рекой Толмачева в непосредственной близости от Толмачевской ГЭС-3. К РУ Толмачевской ГЭС-3 трасса походит с направлением З-Ю-З.

При заходе ВЛ 220 кВ на новое РУ 220 кВ Толмачевской ГЭС-3, в зависимости от его места расположения, может потребоваться реконструкция существующей ВЛ 110 кВ к Толмачевской ГЭС-2 в части переустройства захода на существующее ОРУ 110 кВ.

Длина трассы ВЛ 220 кВ – 60,73 км (относительное удлинение – 1,12).

Количество углов – 39.

Протяженность участка параллельного следования с существующей ВЛ 220 кВ Мутновская и ГеоЭС-1 – Авача – 9 км.

Вариант 2 («Южный»)

Сразу после выхода с ПС Мутновской ГеоЭС-1 трасса меняет направление на Ю-З, обходит сопку Скалистая с юга; после чего направлением на Ю обходит сопку Двугорбая с востока; затем поворачивает на З, обходя гору Пемзовая с севера, сопку Горячая с юга и, не меняя направления, следует до сопки Ягодная, которую обходит с севера. Далее трасса меняет направлением на С-З, обходя истоки крупных водотоков (Кекурн. ключ, Лев. Опала, Сред. Опала, Прав. Опала), и перед горой Толмачева меняет направление на Ю-З; гору Толмачева трасса обходит с юга, после чего меняет направление на С-З, обходя с южной стороны гору Утес и озеро Толмачева.

Далее, обходя гору Седло с северо-восточной стороны, трасса проектируемой ВЛ выходит к автомобильной дороге и ВЛ 10 кВ на Толмачевскую ГЭС-1; с этого момента трасса ВЛ 220 кВ следует в параллельном направлении с автодорогой и ВЛ 10 кВ в сторону Толмачевской ГЭС-2, далее – в параллельном направлении к автодороге и ВЛ 110 кВ в сторону Толмачевской ГЭС-3 (по ход движения – слева).

К РУ Толмачевской ГЭС-3 трасса походит с направлением С-С-З.

Длина трассы ВЛ 220 кВ – 65,09 км (относительное удлинение – 1,20).

Количество углов – 54.

Протяженность участка параллельного следования с существующей автодорогой и трассами

существующих ВЛ – 9,4 км.

Вариант 3 («Комбинированный»)

Выход с ПС Мутновской ГеоЭС-1 – в северном направлении в одном коридоре с существующей ВЛ 220 кВ Л-201 Мутновская ГеоЭС-1 – Авача (слева от существующей ВЛ по ходу движения), обходя сопку Скалистая с северо-востока, далее – по направлению С-3 между сопками Междуречье и Красная, далее – в направлении З-Ю-3 вдоль долины реки Верхн. Толмачева; не доходя до перевала Снежный, трасса меняет направление на Ю-3, обходя истоки нескольких водотоков (Верх. Толмачева, Ледяная, Лев. Толмачева), обходит с юга гору Толмачева, после чего меняет направление на С-3, обходя с южной стороны гору Утес и озеро Толмачева.

Далее, обходя гору Седло с северо-восточной стороны, трасса проектируемой ВЛ выходит к автомобильной дороге и ВЛ 10 кВ на Толмачевскую ГЭС-1; далее трасса ВЛ 220 кВ следует в параллельном направлении с автодорогой и ВЛ 10 кВ в сторону Толмачевской ГЭС-2, затем – параллельно автодороге и ВЛ 110 кВ в сторону Толмачевской ГЭС-3 (по ходу движения – слева).

К РУ Толмачевской ГЭС-3 трасса походит с направлением С-С-3.

Длина трассы ВЛ 220 кВ – 66,19 км (относительное удлинение – 1,22).

Количество углов – 52.

ГеоЭС-1 – Авача – 9 км.

Протяженность участка параллельного следования с существующей автодорогой и трассами существующих ВЛ 10 и 110 кВ – 9,4 км.

Схема прохождения трассы для трех вариантов представлена на рисунке 5.



Рисунок 5 - Схема прохождения трассы ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3

4.2 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций.

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (11)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. стоимость распределительных устройств;

2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;
6. затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5):

1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

1,0–1,2 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

10,0–11,0 % – проектно-изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (12)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС для районов Крайнего Севера 1,5-2;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (13)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [4];

l – длина трассы;

$K_{ВЛ*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ для районов Крайнего Севера 2-2,7;

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,78$, при условии, что цены взяты за 2000 год [4].

Результаты расчета капиталовложений для трех вариантов прокладки сведены и представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Капиталовложения для вариантов.

Элементы сети	K , тыс.руб	K , тыс.руб	K , тыс.руб
Воздушные линии	836614.051	896677 .24	911830 .79
Трансформаторы		16300	
Постоянная часть затрат		17000	
Противоаварийная автоматика		890	
Стоимость распределительных устройств		160600	

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{общ} = 2783536.21$ тыс.руб;
- вариант №2: $K_{общ} = 2843599.39$ тыс.руб;
- вариант №3: $K_{общ} = 2858752.94$ тыс.руб.

4.3 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (14)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{\text{Э.Р}} = \alpha_{\text{тэоВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{тэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (15)$$

где $\alpha_{\text{тэоВЛ}}$, $\alpha_{\text{тэоПС}}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС ($\alpha_{\text{тэоВЛ}} = 0,007\%$; $\alpha_{\text{тэоПС}} = 0.05\%$).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (16)$$

где ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, принята 1,6 руб/кВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{\text{АМ}} = K \cdot a_p, \quad (17)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Результаты расчета представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Издержки

Вариант	$I_{\text{Э.Р}}$, тыс.руб	$I_{\text{ам.рен}}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№1	22268.29	33402.43	52887.19	108557.91
№2	22748.81	34123.19	54028.38	110900.38
№3	22870	34305.04	54316.31	111491.41

4.4 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Оптимальным считается вариант, при котором среднегодовые эксплуатационные расходы меньше. Если среднегодовые эксплуатационные

расходы различаются не более чем на 5%, то вариант с более низкой стоимостью потерь электроэнергии считается оптимальным.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле [4]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (18)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками, получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 37.

Таблица 37 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	2783536.21	108557.91	386911.53
2	2843599.39	110900.38	395260.32
3	2858752.94	111491.41	397266.61

Из трех предложенных вариантов наиболее выгодным является вариант №1, так как капиталовложения, издержки и, соответственно, приведённые затраты на сооружение сети меньше на **10 455,08 тыс. руб** по сравнению с самым дорогим вариантом №3.

4.5 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (19)$$

где y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт*ч;

P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$ – продолжительность отключения электроснабжения, ч;

$y_{вн}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт[23].

$P_{техн.бр}$ – мощность технологической брони потребителя, кВт.

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (20)$$

где $\sigma_{техн.бр}$ – доля нагрузки технологической брони.

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$Y = y \cdot T_{ср} \cdot c, \quad (21)$$

где $T_{ср}$ – среднее время отключения потребителя в год, ч;

c – тариф на электроэнергию, равен 4,6 руб/кВт*ч.

$Y = 4423$ тыс.руб.

4.6 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности варианта №1

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (22)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт*ч;

T – одноставочный тариф для потребителя, тыс.руб/МВт*ч;

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{\max}, \quad (23)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{\max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5200 ч.

$$W_t = 64500 \cdot 5500 = 354700 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

$$O_{Pt} = 354700 \cdot 2 = 709500 \text{ тыс.руб.}$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{\delta t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (24)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (П_{\delta t}) \quad (25)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($П_{\text{чт}}$) численно равна прибыли от реализации ($П_{\text{бт}}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$П_{\text{чт}} = П_{\delta t} - H_t \quad (26)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (27)$$

где $d = 9,25\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунке 6.

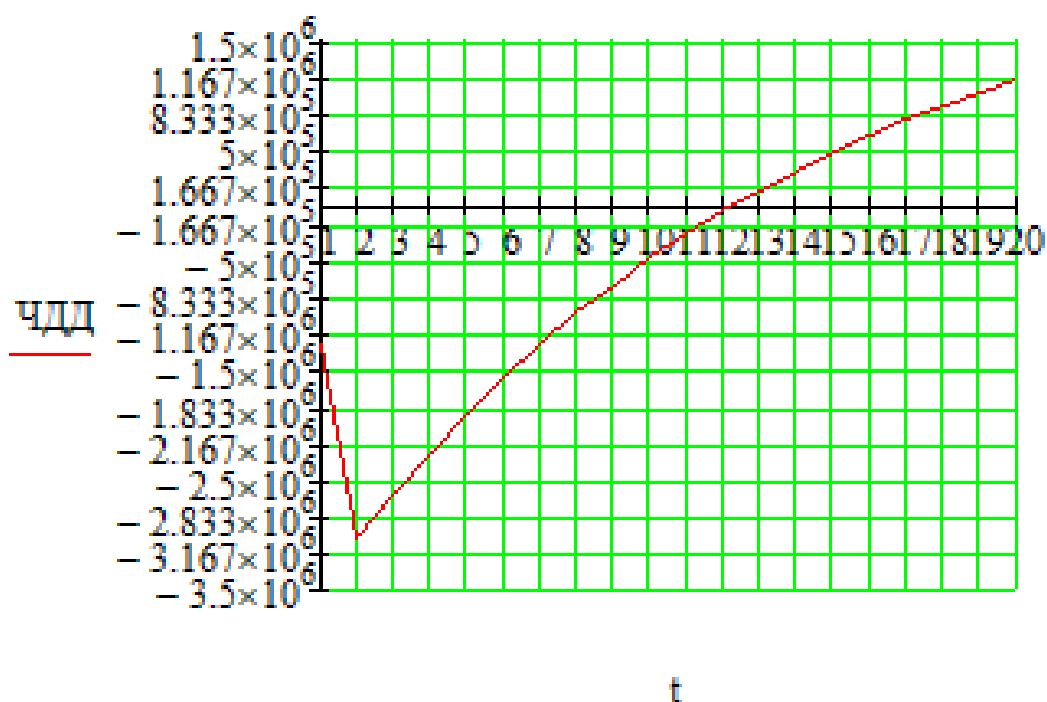


Рисунок 6 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 12 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

Рентабельность инвестиций рассчитываются по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [4]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (28)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

\mathcal{E}_t – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;

I_i – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_i - налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (3 год) равна 20 %.

«Простой» срок окупаемости означает продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. В нашем случае отправной точкой является строительство сетевого объекта. Момент окупаемости - это самый ранний момент в отчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и останется положительной в будущем.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – самого раннего периода в периоде расчета, после которого текущий ЧДД становится положительной и остается положительной в будущем.

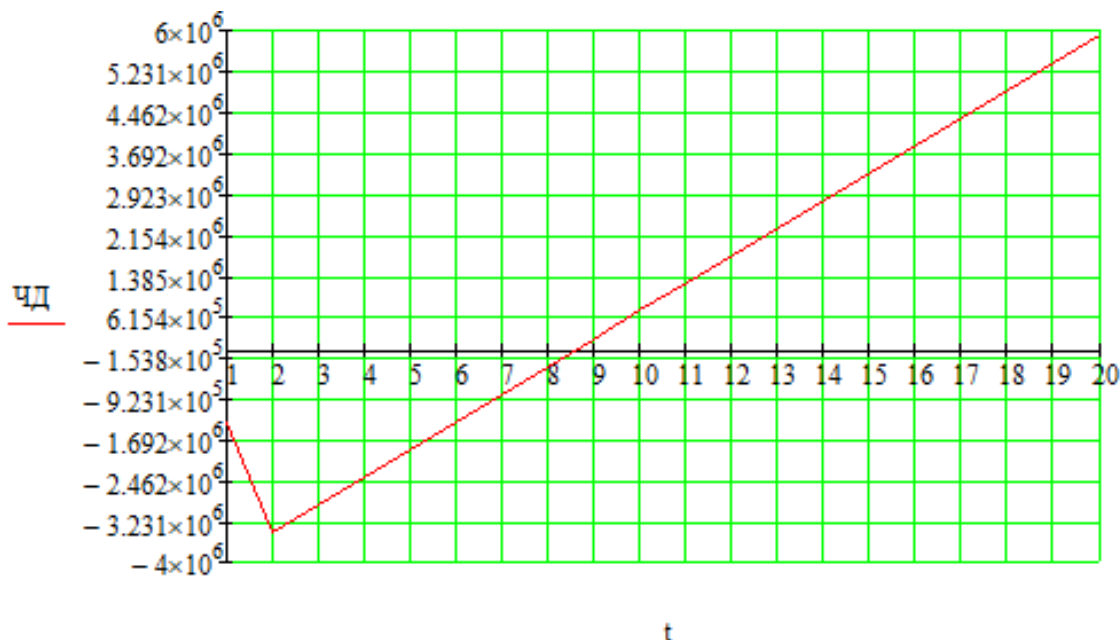


Рисунок 7- Срок окупаемости

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 2783 миллионов руб. составит 12 лет.

Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $ИДД > 1$ ($ИДД = 1.336$). Рентабельность проекта составит 15.36% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

В соответствии с прогнозами схода лавин (от ежегодного до одного раза в 5 лет) и периодами проведения восстановительных работ на ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС – Авача (от 14 до 28 суток), при отказе от строительства ВЛ 220 кВ от Мутновской ГеоЭС-1 до ГЭС-3 каскада на р. Толмачева, убытки от дозагрузки Камчатских ТЭЦ (при отключении единственной ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС – Авача) в зависимости от перечисленных факторах составит от 37,9 до 214,6 млн.руб. на 2040 год. Кроме того после 2035 года возникает дефицит мощности в ремонтных схемах при одновременном отключении ВЛ 220 кВ Авача – Мутновская ГеоЭС-1 и одного энергоблока 80 МВт на Камчатской ТЭЦ-2, покрыть который можно только отключением части потребителей в объёме 17-37 МВт.

Для улучшения снабжения электроэнергией изолированных территорий Камчатского края является приоритетное использование возобновляемых и местных энергетических ресурсов. Реализация принятого проектного варианта решает проблему «запирания» мощности Мутновской ГеоЭС из-за частых отключения ВЛ 220 кВ, которая расположена на территории с экстремальными природно-климатическими условиям.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью настоящей работы является определение целесообразности сооружения ВЛ 220 кВ от Мутновской ГеоЭС-1 до ГЭС-3 каскада на р. Толмачёва в Центральном энергоузле энергосистемы Камчатского края с целью обеспечения надёжного электроснабжения потребителей.

Прогнозная динамика спроса на электроэнергию в энергосистеме Камчатского края будет определяться развитием традиционных для региона видов деятельности: рыбной промышленности, добычи полезных ископаемых, а также развитием сферы услуг, в том числе туризма. Прогноз спроса на электроэнергию сформирован на основе оптимистического сценария социально-экономического развития региона. Спрос на электроэнергию в Центральном энергоузле энергосистемы Камчатского края к 2040 году оценивается на уровне 2299 млн кВт.ч при среднегодовых темпах прироста 1,98%. Прогнозный показатель максимума электрической нагрузки к 2040 году – 384 МВт.

В период до 2040 года вырабатывает свой парковый ресурс генерирующее оборудование на Камчатских ТЭЦ: ст. №6 на Камчатской ТЭЦ-1 и ст. №№ 1,2 на Камчатской ТЭЦ-2. В работе для Камчатской ТЭЦ-2 предусматривается замена генерирующего оборудования на аналогичное, для Камчатской ТЭЦ-1 рассматриваются несколько вариантов замещающих мероприятий:

- расширение Камчатской ТЭЦ-2 с установкой третьего блока ПТ-80;
- строительство первой очереди Камчатской ТЭЦ-3 с вводом блока К-60;
- строительство четвертой ГЭС каскада на р. Толмачева (10 МВт) и установка блока вторичного вскипания (10 МВт) на Мутновской ГеоЭС-1.

Кроме этого, во всех вариантах предусматривается реализация мероприятий, направленных на снятие ограничений установленной мощности геотермальных электростанций.

В вариантах, предусматривающих развитие тепловой генерации, в рассматриваемый перспективный период до 2040 года электростанции полностью покрывают потребность в мощности, тепло- и электроэнергии.

Для обеспечения надёжного бездефицитного электроснабжения потребителей необходима работа всех электростанций энергосистемы. В настоящее время выдача мощности Толмачевских ГЭС обеспечивается по одной ВЛ 110 кВ Апача – Толмачевские ГЭС. Выдача мощности Мутновских ГеоЭС также обеспечивается по одной ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача, которая расположена на территории с экстремальными природно-климатическими условиями – сход снежных лавин на опоры ВЛ 220 кВ, гололёдообразование, налипание мокрого снега на провода и конструкции, ветры, достигающие 40-50 м/сек. Результатом воздействия перечисленных факторов являются частые отключения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача, приводящие к необходимости полного останова Мутновских ГеоЭС и, как следствие, дозагрузки Камчатских ТЭЦ и увеличения расхода топлива (мазута).

Учитывая суровые природно-климатические условия, в которых функционирует Центральный энергоузел энергосистемы Камчатского края, и необходимость обеспечения надёжного бесперебойного электроснабжения потребителей в работе учтена возможность одновременного отключения ВЛ 220 кВ Авача – Мутновская ГеоЭС-1 и одного из энергоблоков на Камчатской ТЭЦ-2. В ремонтных схемах при одновременном отключении ВЛ 220 кВ Авача – Мутновская ГеоЭС-1 и одного энергоблока 80 МВт на Камчатской ТЭЦ-2 в Центральном энергоузле возникает дефицит мощности, который после 2035 года приведёт к необходимости отключение части потребителей в объёме 17-37 МВт (в зависимости от принятого варианта развития генерирующих мощностей).

Сооружение ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 позволит обеспечить надёжную выдачу Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС в полном объёме (в нормальной и послеаварийных схемах) и исключить

необходимость отключения потребителей в ремонтных схемах при одновременном отключении ВЛ 220 кВ Авача – Мутновская ГеоЭС-1 и одного из энергоблоков на Камчатской ТЭЦ-2.

Результаты расчётов режимов работы электрической сети (с учётом сооружения ВЛ 220 Кв Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3) показали отсутствие токовых перегрузок ВЛ и оборудования в нормальных и послеаварийных схемах зимнего максимума нагрузки рабочего дня и летнего максимума нагрузки рабочего дня на уровне 2040 года.

В работе проведена проработка вариантов прохождения трассы ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3.

Таким образом, сооружение ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 необходима для надёжного функционирования энергосистемы, так как обеспечит выдачу мощности Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС в полном объёме, в том числе при отключении ВЛ 110 кВ ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС - Авача или Толмачёвская ГЭС-3 – Апача, что обеспечит надёжное бесперебойное электроснабжение существующих и перспективных потребителей в суровых природно-климатических условиях Камчатского края. Кроме этого, ввод ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 позволит сократить расходы, связанные с необходимостью дозагрузки Камчатских ТЭЦ и использования дорогостоящего топлива (мазута) на время отключения ВЛ, обеспечивающих выдачу мощности Мутновских ГеоЭС и Толмачевских ГЭС.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Башмаков, И.А. Повышение эффективности энергоснабжения в северных регионах России / И.А.Башмаков // Энергосбережение. - 2017. - №2.- 46-53 с.;
2. Схема и программа развития электроэнергетики Камчатского края на 2019-2023 годы [Электронный ресурс]. URL: <https://kamgov.ru/minzkh/shema-i-programma-razvitia-energetiki-kamcatskogo-kraa> (дата обращения: 25.05.2020).
3. Когенерация. Что это такое? [Электронный ресурс]. URL: <https://kamgov.ru/minzkh/shema-i-programma-razvitia-energetiki-kamcatskogo-kraa> (дата обращения: 29.05.2020).
4. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 376 с.
5. Санеев, Б.Г. Возобновляемые источники энергии в региональных программах энергетики на востоке России: предпосылки и рациональные масштабы / Б.Г.Санеев, И.Ю.Иванова, Т.Ф. Тугузова // Энергетик. – 2014. – № 3. – 6-9 с.
6. Елистратов, В.В. Автономное энергоснабжение территорий России энергокомплексами на базе возобновляемых источников энергии / В.В.Елистратов // Энергетический вестник. 2016. № 21. 42-49 с.
7. Иванова, И.Ю. Развитие малой энергетики на северо-востоке России: проблемы, эффективность, приоритеты / И.Ю.Иванова, Т.Ф.Тугузова, С.П.Попов // Труды Международной научно-практической конференции “Малая энергетика - 2006”, 21-24 ноября 2006 г., Москва. – М.: ОАО “Малая энергетика”, 2006.- 370 с.
8. Иванова, И.Ю. Возобновляемые энергетические ресурсы Сахалинской области: оценка и приоритеты использования / И.Ю.Иванова, Т.Ф.Тугузова,

Н.А.Халгаева, В.Н.Тихоньких // География и природные ресурсы.- 2010.- №1 - 102-107 с.

9. Тугузова, Т.Ф. Оценка технико-экономической эффективности энергоснабжения изолированных потребителей: На примере Иркутской области: дис. ... канд. техн. наук: 05.14.01/ Тугузова Татьяна Федоровна. - Иркутск, 2004. – 151 с.

10. Турышева, А.В. Экономическое обоснование способа электроснабжения нефтегазовых объектов [Электронный ресурс]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2014/05/35059> (дата обращения: 29.05.2020).

11. Соснина, Е.Н. Техничко-экономический анализ применения ветродизельных электростанций для электроснабжения энергоудаленных поселений / Е.Н.Соснина, А.В.Шалухо, И.А.Липужин, Т.А.Александрова // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. - 2016.- № 1. - 65-72 с.

12. Соснина, Е.Н. Вопросы электроснабжения потребителей, удаленных от сетевой инфраструктуры / Е.Н.Соснина, А.Ю.Кечкин, Д.А. Филатов // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. - 2014. - № 5. - 100-105 с.

13. Дмитриенко, В.Н. Выбор мощности генерирующего оборудования автономной солнечно-дизельной электростанции мегаваттного класса / В.Н.Дмитриенко, Б.В.Лукутин // Фундаментальные исследования.- 2015. -№4.- 61-66 с.

14. Саврасов, Ф.В. Расчёт эффективности использования автономных систем электроснабжения с фотоэлектростанциями в условиях Западной Сибири / Ф.В.Саврасов, Б.В.Лукутин // Известия Томского политехнического университета. - 2013. - Т. 322.- № 6. 17-21 с.

15. Коновалова, Л.П. Электроснабжение децентрализованных потребителей Томской области с использованием возобновляемых источников энергии: автореф. дис. канд. техн. наук, 05.09.03 / Коновалова Людмила Петровна - Томск, 2007. - 22 с.

16. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. [Электронный ресурс]. URL: <http://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 20.05.2020).

17. Воропай, Н.И. Модель режимной надежности «активных» распределительных электрических сетей / Н.И.Воропай, З.А.Стычински, И.Н.Шушпанов, Фам Чунг Шон, К.В.Суслов // Известия РАН. Энергетика. - 2013.- №6. - 70-79 с.

18. Лебедева, Н. Реклоузеры: насколько это выгодно? / Н.Лебедева // Кабель-news. - 2009.- №3. - 22-23 с.

19. Кваша, Е.М. Эффективные инновации, или насколько выгодно применять реклоузеры? [Электронный ресурс]. URL: http://www.web-energo.by/page.php?form_id=565 (дата обращения: 01.06.2020).

20. Симонов, А. Новый уровень управления аварийными режимами распределительных сетей с помощью реклоузеров / А. Симонов // Электрик. - 2013. - №3. - 8-11с.

21. Крылова, Е. Реклоузеры. Тактика эффективного применения [Электронный ресурс]. URL:<http://www.executive.ru/community/magazine/1348830-elena-krylovareklouzery-taktika-effektivnogo-primeneniya> (дата обращения: 01.06.2020).

22. Ханаев, В.В. Потребители-регуляторы: возможности и перспективы применения / В.В.Ханаев // Научно-технические ведомости СПбГПУ.- 2008.- 231 №1. - 59-64 с.

23. Непомнящий, В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. — М.: Издательский дом МЭИ, 2010. — 188 с.

24. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов. /Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

25. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.

26. Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.

27. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии - Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.

28. Филиппов С. П. Перспективы применения электрогенерирующих установок малой мощности // Атом. энергия. — 2011. — Т. 111, вып. 5. - 255-261 с.

29. Климатические данные для возобновляемой энергетики России (База климатических данных): Учебное пособие / Попель О. С. и др. М.: Издво МФТИ. 2010 г. - 56 с.

30. Липатов Ю. Производство электросетевого оборудования: модернизация, инвестиции, инновации // Энергорынок. Февраль 2010 г. № 02.- 74 с.

31. Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф. Обоснование рациональных вариантов энерго-, топливоснабжения децентрализованных потребителей региона: методический подход, результаты исследований // Энергетическая политика. 2011. № 4. 42–49 с.

32. Маркова, В. М. Возможности повышения эффективности и оптимизации структуры энергетики: роли «большой» и «малой» генерации / В. М. Маркова, В. Н. Чурашев // Мир экономики и управления. – 2017. – Т. 17. – № 3. –62–84 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Результаты расчётов режимов работы электрической сети в табличном виде.

Таблица -Токовая нагрузка элементов сети в режиме зимнего максимума нагрузки. Вариант 2 с сооружением ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 и сооружением 3-го блока (1 x 80 МВт) на КТЭЦ-2

Наименование элемента сети	Идоп расч, А	Схема 1				Схема 2				Схема 3				Схема 4			
		Р, МВ т	Q, Мв ар	I, А	%	Р, МВ т	Q, Мв ар	I, А	%	Р, МВ т	Q, Мв ар	I, А	%	Р, МВ т	Q, Мв ар	I, А	%
ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 - Авача	600,0	-58	-11	149	25	0	0	0	0	-60	1	154	26	-83	-2	211	35
ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 - Толмачевская ГЭС-3	759,5	-2	10	25	3	-60	5	152	20	0	0	0	0	23	6	60	8
ВЛ 110 кВ Апача - Толмачевская ГЭС-3	600,0	25	-4	121	20	82	-3	398	66	23	-3	110	18	0	0	0	0
ВЛ 110 кВ Развилка - Апача	600,0	20	-2	97	16	73	-12	373	62	18	-1	87	14	-5	3	26	4
ВЛ 110 кВ Елизово - Развилка	600,0	10	8	64	11	60	-14	318	53	8	9	61	10	-14	11	90	15
ВЛ 110 кВ Авача 1 СШ - Елизово	600,0	-16	-2	81	13	24	3	127	21	-18	1	88	15	-33	3	166	28
ВЛ 110 кВ Авача 2 СШ - Елизово	600,0	9	1	46	8	26	4	132	22	9	3	45	7	2	4	21	4
ВЛ 110 кВ Елизово - КТЭЦ-2	600,0	23	31	189	32	26	47	264	44	23	32	194	32	23	33	197	33
ВЛ 110 кВ КСИ - Дачная	600,0	5	38	184	31	8	47	233	39	5	38	188	31	5	39	190	32
ВЛ 110 кВ Дачная - Зеркальная	600,0	53	42	324	54	56	51	369	62	53	43	327	54	53	43	329	55
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	566,5	-11	-28	149	26	-17	-41	222	39	-12	-29	154	27	-12	-30	157	28
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	566,5	-9	-26	137	24	-13	-39	204	36	-9	-28	142	25	-9	-28	144	25
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	566,5	2	26	132	23	6	39	200	35	2	28	137	24	2	28	140	25
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	566,5	4	27	134	24	9	39	204	36	4	28	140	25	4	28	142	25

Таблица Токовая загрузка элементов сети в режиме летнего максимума нагрузки. Вариант 2 с сооружением ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 и сооружением 3-го блока (1 x 80 МВт) на КТЭЦ-2

Наименование элемента сети	I _{доп} расч, А	Схема 1				Схема 2				Схема 3				Схема 4			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 - Авача	600,0	-58	2	145	24	0	0	0	0	-58	6	147	25	-81	4	203	34
ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 - Толмачевская ГЭС-3	610,0	-1	10	26	4	-58	7	147	24	0	0	0	0	23	5	58	10
ВЛ 110 кВ Апача - Толмачевская ГЭС-3	535,0	24	-6	115	21	81	-6	387	72	23	-5	110	21	0	0	0	0
ВЛ 110 кВ Развилка - Апача	600,0	20	-4	95	16	72	-14	368	61	19	-3	92	15	-3	3	22	4
ВЛ 110 кВ Елизово - Развилка	600,0	12	8	71	12	63	-14	324	54	12	9	72	12	-11	13	82	14
ВЛ 110 кВ Авача 1 СШ - Елизово	535,0	-22	-1	107	20	18	2	93	17	-22	2	110	21	-38	5	187	35
ВЛ 110 кВ Авача 2 СШ - Елизово	535,0	3	1	15	3	19	2	97	18	3	2	18	3	-4	3	24	5
ВЛ 110 кВ Елизово - КТЭЦ-2	600,0	11	21	114	19	13	34	181	30	11	22	119	20	11	22	119	20
ВЛ 110 кВ КСИ - Дачная	535,0	-4	26	128	24	-1	34	166	31	-4	27	131	25	-4	27	131	24
ВЛ 110 кВ Дачная - Зеркальная	535,0	32	29	207	39	35	37	248	46	32	30	210	39	32	30	210	39
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	455,0	-2	-20	96	21	-6	-31	158	35	-2	-21	101	22	-2	-21	101	22
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	455,0	0	-18	88	19	-4	-29	145	32	0	-19	93	21	0	-19	93	20
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	455,0	-5	18	93	21	-1	29	148	33	-5	19	98	22	-5	19	98	21
ВЛ 110 кВ Елизово - КСИ с отп.на ПС Новая	455,0	-4	19	95	21	0	30	151	33	-4	20	100	22	-4	20	99	22

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Результаты расчётов режимов графическом виде

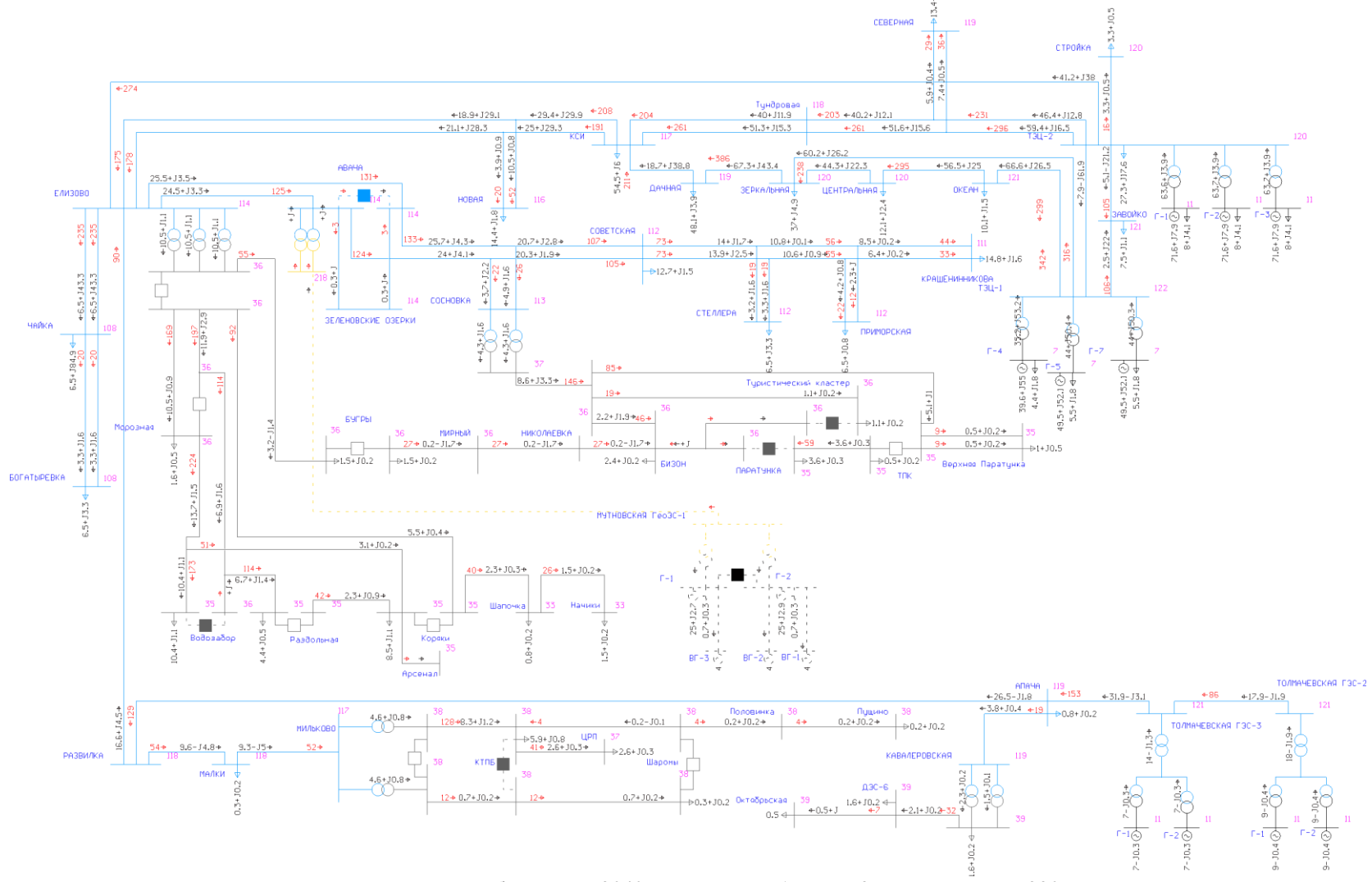


Рисунок-Режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня 2040 года. Вариант 1 Схема 2. Отключена ВЛ 220 кВ Авача-Мутновская ГеоЭС-1

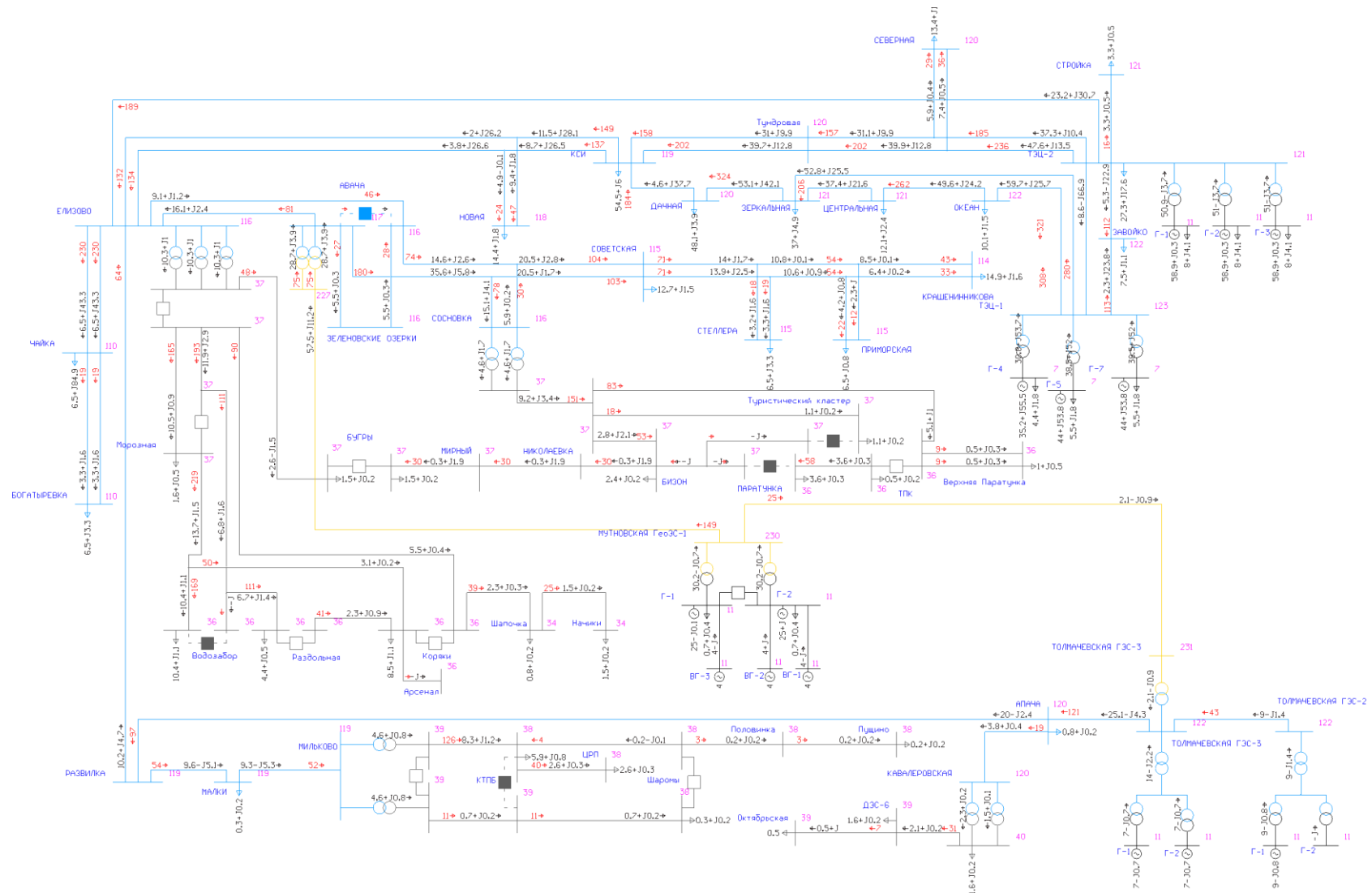


Рисунок - Режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня 2040 года. Вариант 2
 Схема 1. Нормальная схема

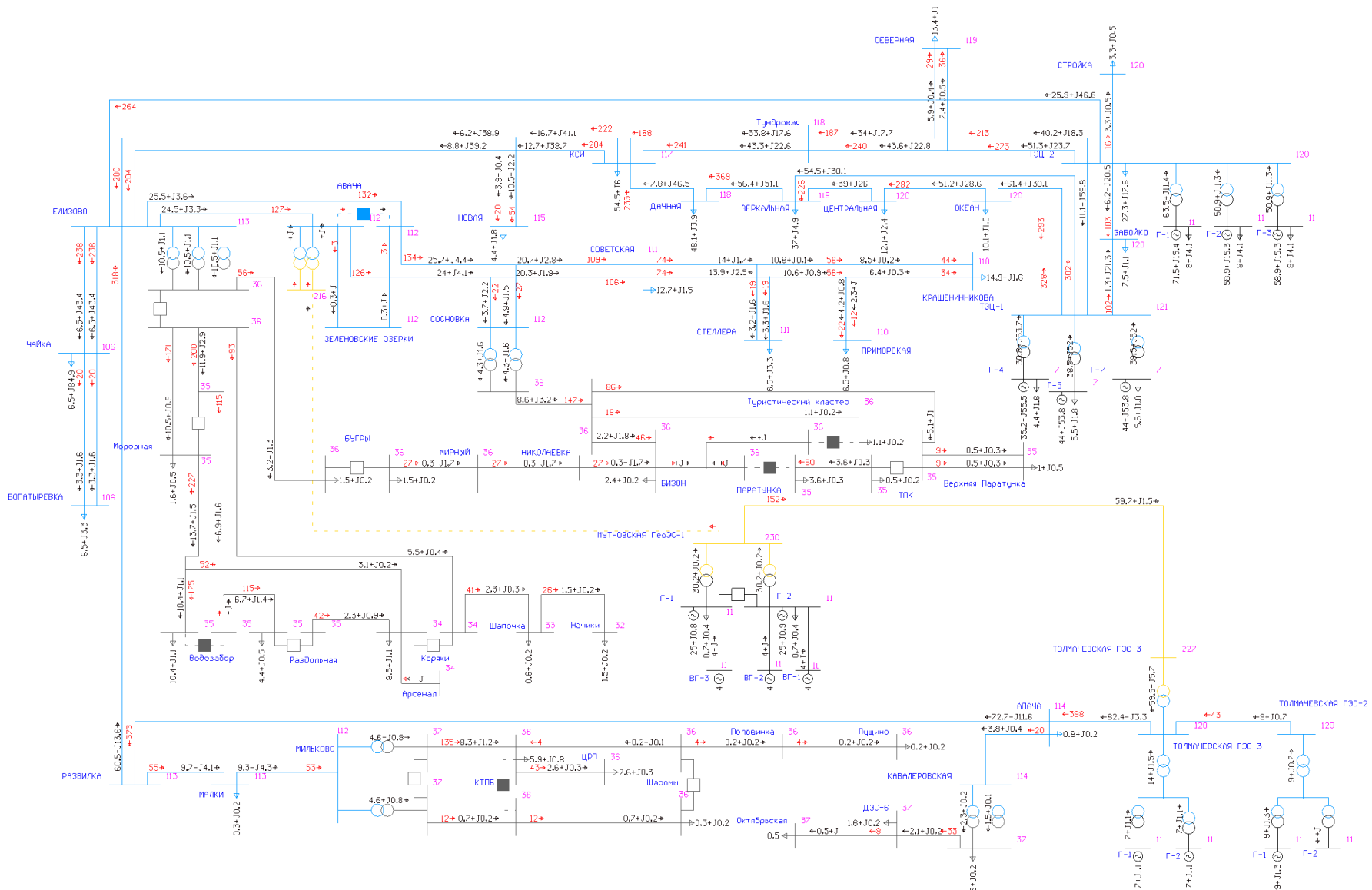


Рисунок -Режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня 2040 года. Вариант 2 Схема 2. Отключена ВЛ 220 кВ Авача-Мутновская ГеоЭС-1

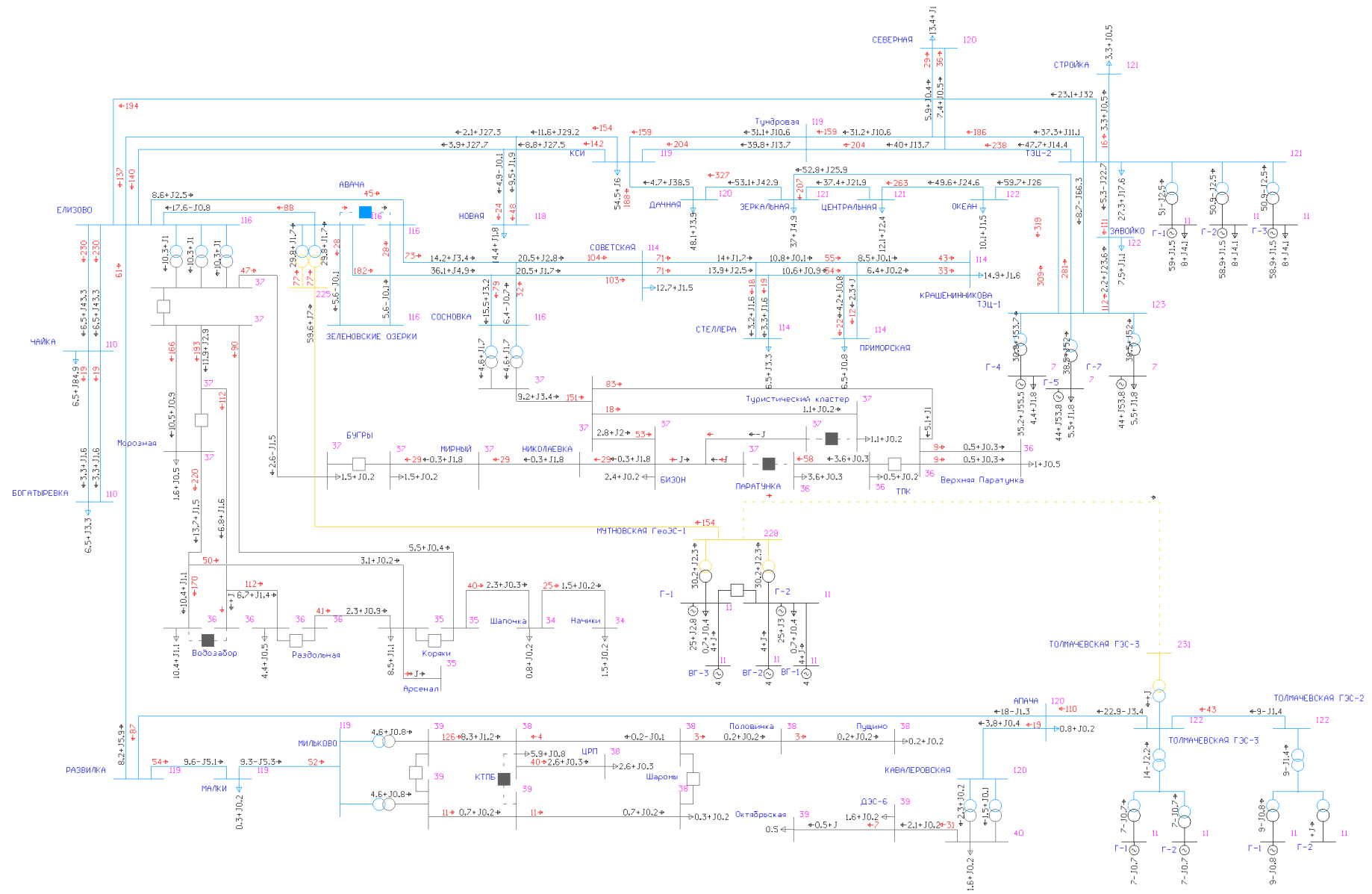


Рисунок -Режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня 2040 года.Вариант 2 Схема 3. Отключена ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3

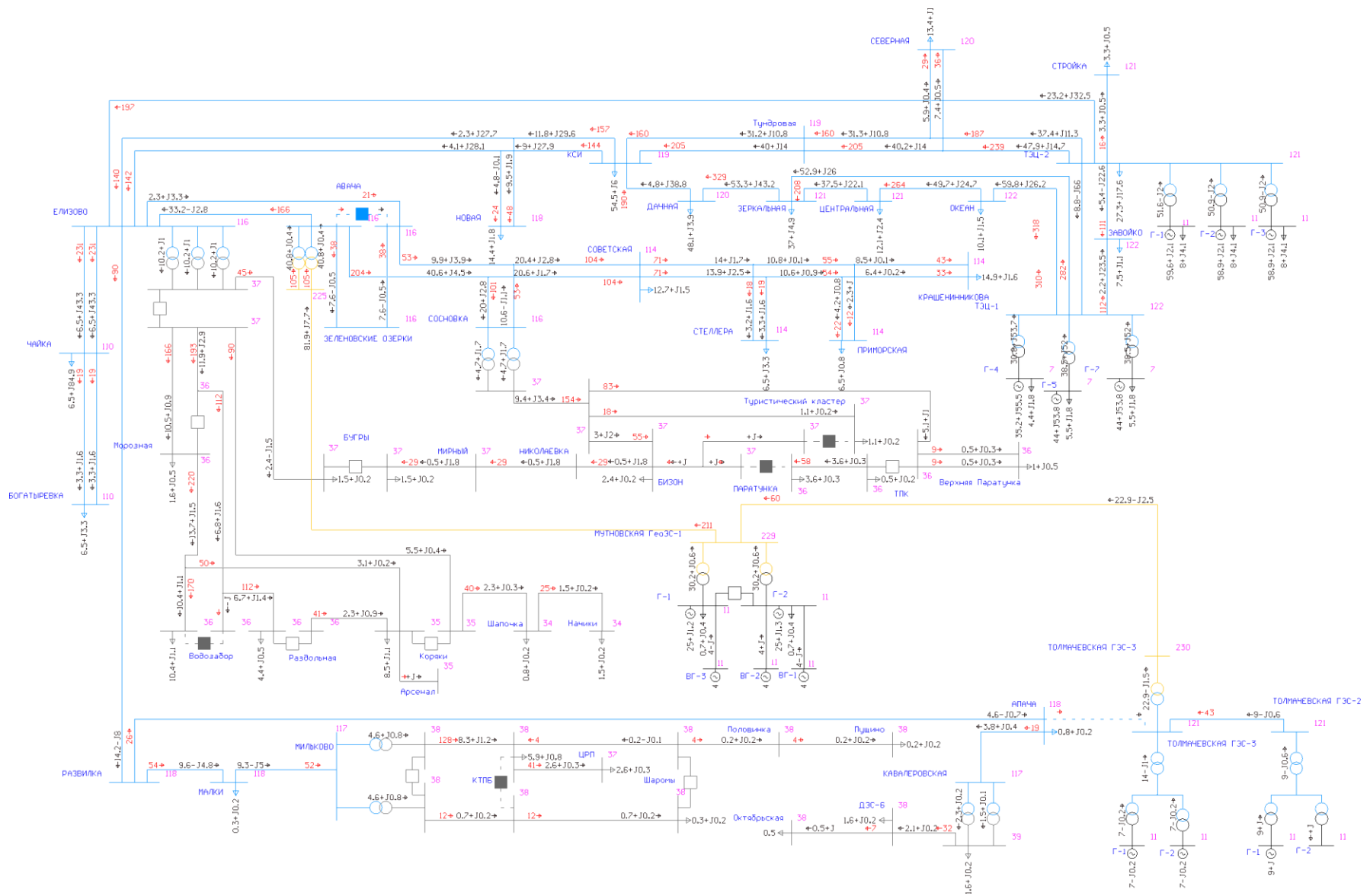


Рисунок - Режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня 2040 года. Вариант 2 Схема 4. Отключена ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 - Апача

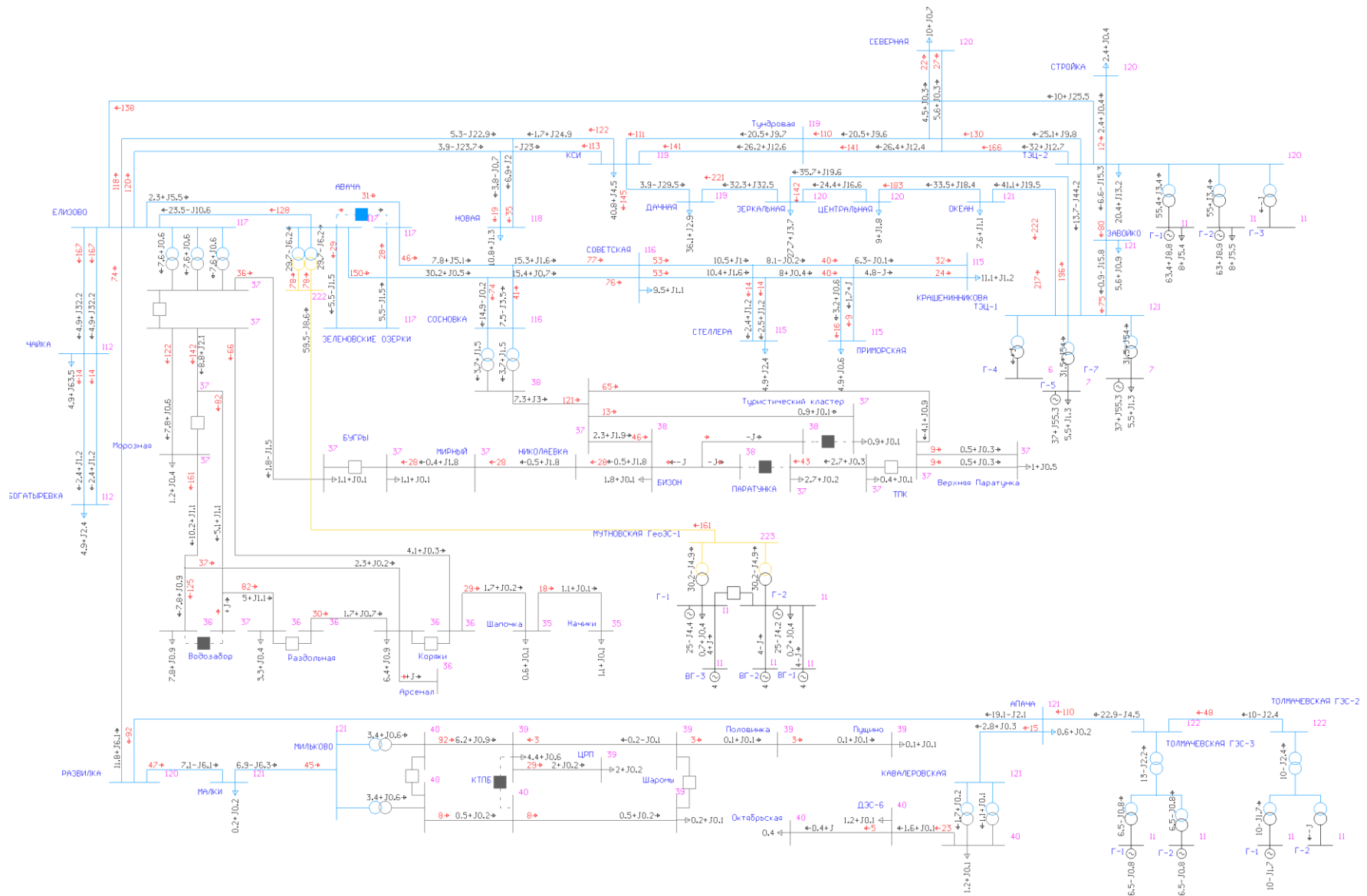


Рисунок- Режим летних максимальных нагрузок рабочего дня 2040 года. Вариант 1.
 Схема 1. Нормальная схема

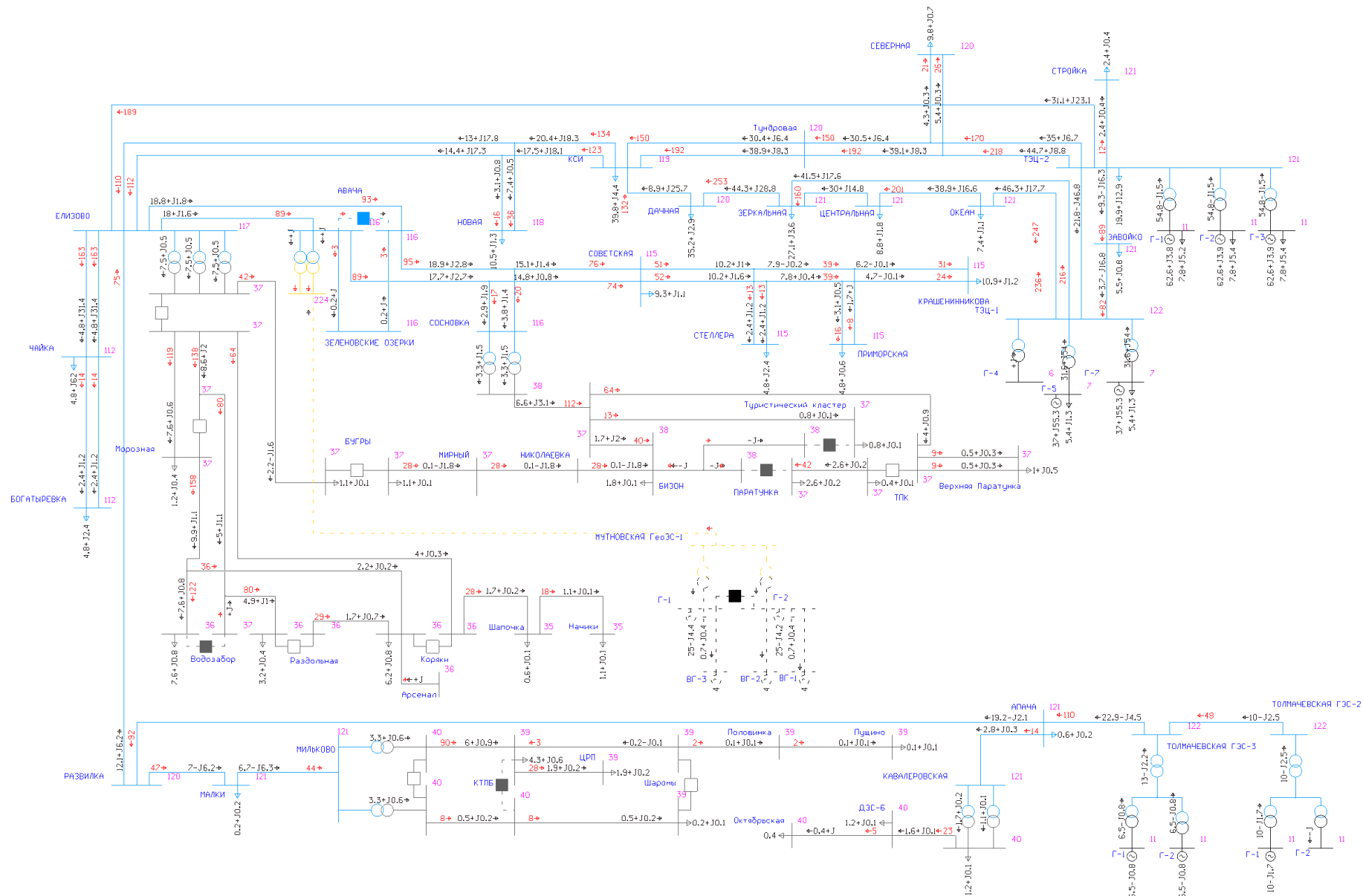


Рисунок -Режим летних максимальных нагрузок рабочего дня 2040 года.Вариант 1 Схема 2. Отключена ВЛ 220 кВ Авача-Мутновская ГеоЭС-1

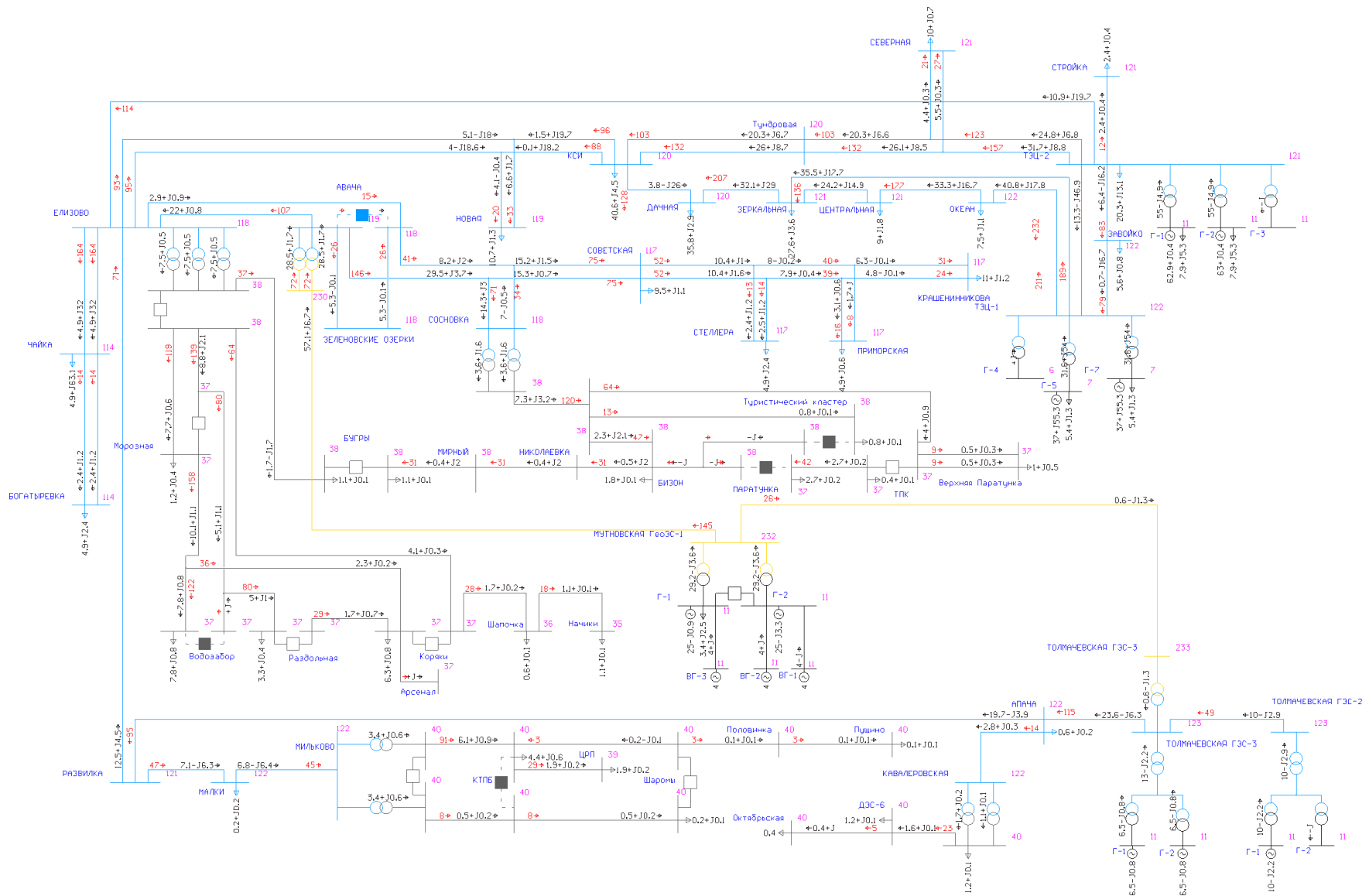


Рисунок - Режим летних максимальных нагрузок рабочего дня 2040 года. Вариант 2
 Схема 1. Нормальная схема

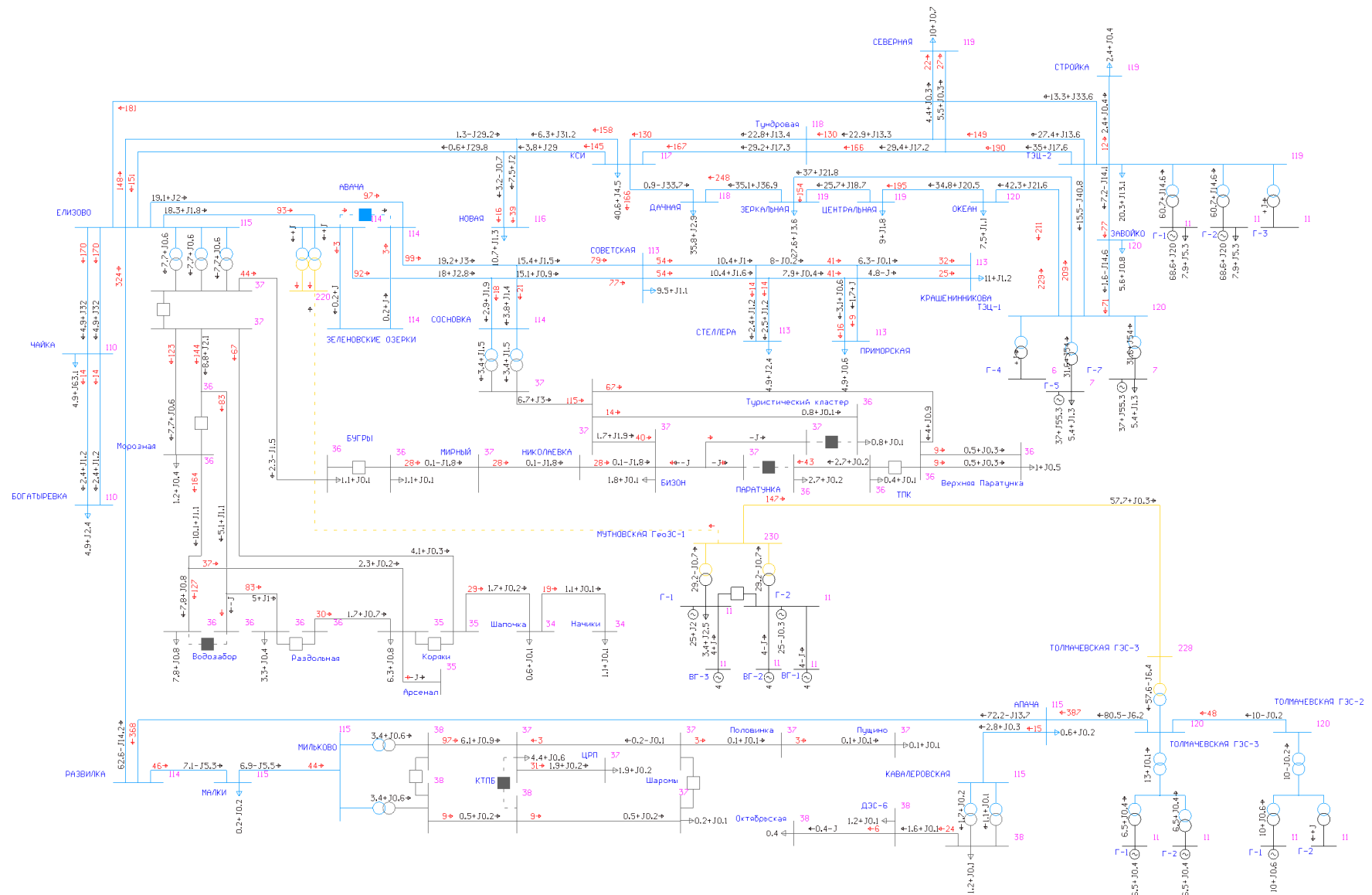


Рисунок - Режим летних максимальных нагрузок рабочего дня 2040 г. Вариант 2 Схема 2. Отключена ВЛ 220 кВ Авача-Мутновская ГеоЭС-1

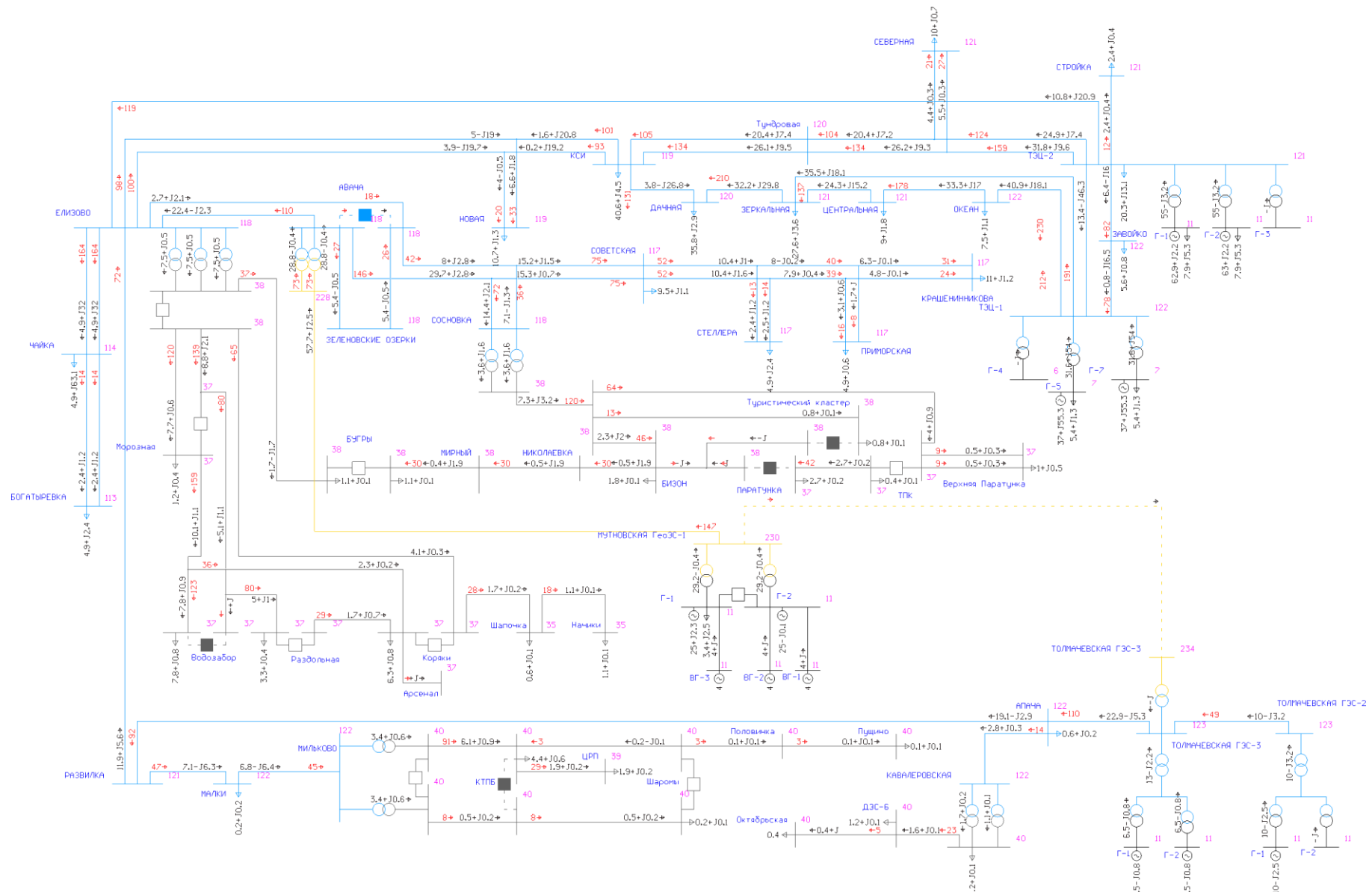


Рисунок-Режим летних максимальных нагрузок рабочего дня 2040 г. Вариант 2 Схема 3. Отключена ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3

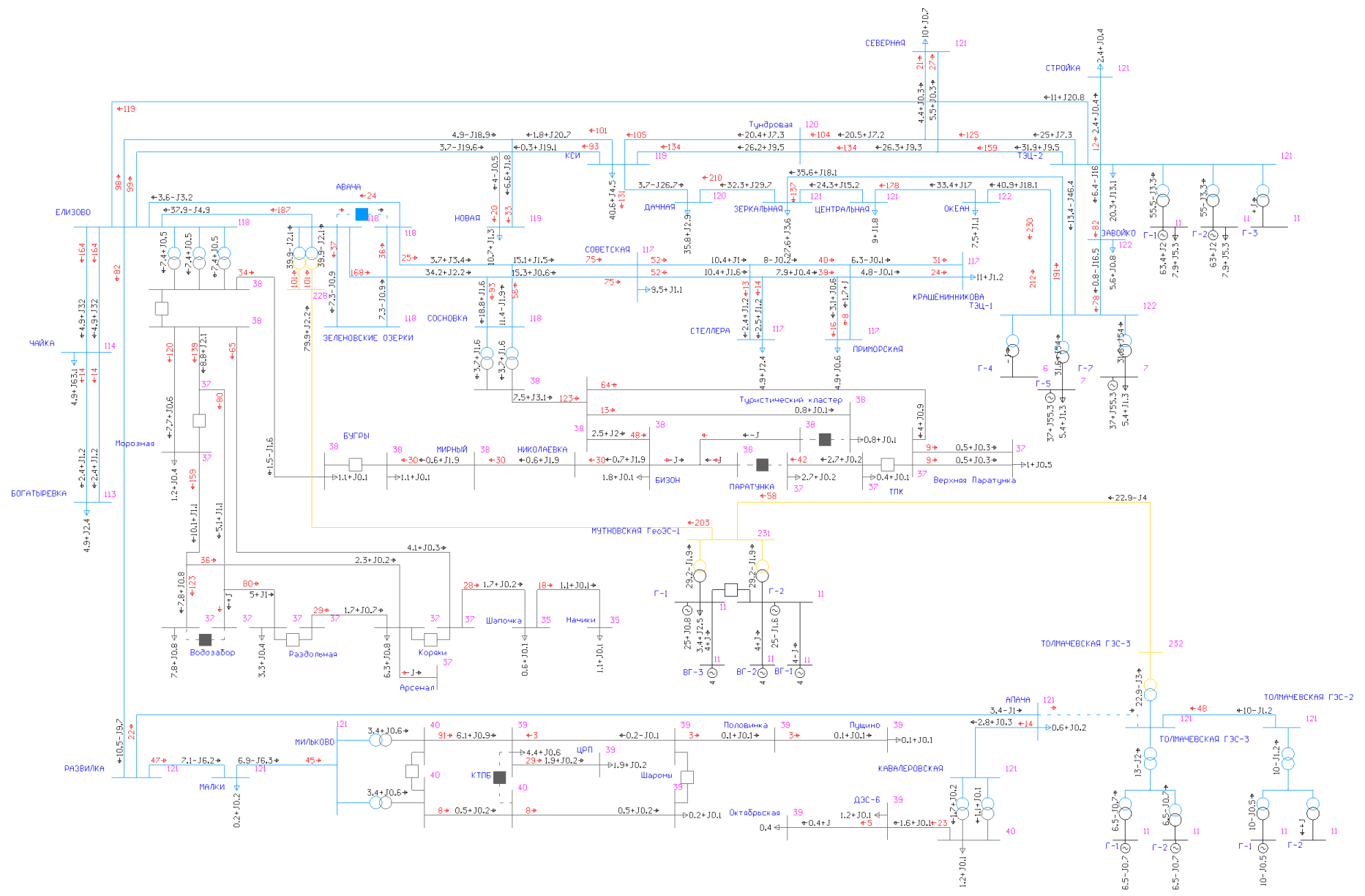


Рисунок - Режим летних максимальных нагрузок рабочего дня 2040 г. Вариант 2 Схема 4. Отключена ВЛ 110 кВ Толмачевская ГЭС-3 - Апача

ПРИЛОЖЕНИЕ В
Карта-схема электрической сети Центрального энергоузла энергосистемы
Камчатского края

